

Die Liberalisierung des russischen Gassektors: 3 Szenarios?

Dr. Aristidis Tsatsos

August 2012

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	V
1 Einführung	1
1.1 Problemstellung.....	1
1.2 Gang der Untersuchung.....	3
2 Zugang zu wesentlichen Einrichtungen (TPA) vs. vertikale Separation.....	4
3 Third Party Access	5
3.1 Der russische Gassektor: Unabhängige Gasproduzenten und Gazprom	5
3.2 TPA im Exportbereich	7
3.2.1 Exportkapazitäten.....	7
3.2.2 Langfristige Verträge	8
3.2.3 Zunahme der Transportkapazitäten nach Europa.....	10
3.2.4 Konsequenzen des TPA im Exportbereich.....	11
3.2.5 Ergebnis.....	11
3.3 TPA im innerrussischen Gassektor	12
3.3.1 Produktions- und Transmissionsvolumen	12
3.3.2 TPA im Lichte der Besonderheiten des russischen Gasmarktes	13
3.3.2.1 Preisproblematik.....	13
3.3.2.2 Netzzugangsproblematik.....	15
3.3.3 Konsequenzen des TPA im innerrussischen Gassektor	15
3.3.4 Ergebnis.....	16
3.4 Komparatives Studium: TPA im Europäischen Gasmarkt - Theorie und Praxis	16
4 Vertikale Separation	21
4.1 Problematik	21
4.2 Bewertungsaspekte.....	22
4.2.1 Diskriminierungspotenzial und dessen Kontrolle	23
4.2.1.1 Diskriminierungspotenzial	23
4.2.1.2 Schwierigkeitsgrad der Kontrolle des Diskriminierungspotenzials	25

4.2.1.3 Ergebnis.....	26
4.2.2 Verbundvorteile.....	27
4.2.3 Investitionsanreize.....	28
4.2.4 Skalenerträge	31
4.3.5 Technologische Innovation	32
4.3 Ergebnis.....	33
5 Zwischenbilanz.....	35
6 Rahmen für die Klassifizierung einer strukturellen Änderung im russischen Gasbereich....	36
6.1 Modell institutioneller Gestaltungen von Williamson (1998) und Künneke/Fens (2007)	36
6.2 Anwendung des Modells	39
6.2.1 Herrschender politischer Schwerpunkt	39
6.2.2 Leistungskriterien	40
6.2.3 Formelle Regel	42
6.2.4 Governance	45
6.2.5 Ressourcenallokation	47
6.3 Ergebnis.....	47
7 Schluss.....	49
Literaturverzeichnis	54
Anhang	61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gazproms Exportvolumen nach Europa und freie Exportkapazitäten (in Mkm)	8
Tabelle 2: Langfristige Verträge, die von Gazprom und deren europäischen Partnern zwischen 2005 und 2009 abgeschlossen wurden	9
Tabelle 3: Gasproduktion in Russland (in Mkm)	12
Tabelle 4: Gas, das von den unabhängigen Produzenten über das Transmissionssystem von Gazprom geliefert wurde (in Mkm)	13

Tabelle 5: Indikatoren der Effektivität der Governance in den BRICS-Ländern (2010).....	25
---	----

Abkürzungsverzeichnis

Art.	Artikel
Bd.	Band
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BRICS	Brasilien, Russland, Indien, China und Südafrika
bzw.	beziehungsweise
d.h.	das heißt
(Eds.)	Editors
et seq.	et sequens
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
(Hrsg.)	Herausgeber
i.d.F.	In der Fassung
Max.	Maximum
Min.	Minimum
Mkm	Milliarden Kubikmeter
Nr.	Nummer
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
TPA	Third Party Access
UGSS	Unified Gas Supply System
UK	United Kingdom
US	United States
v.	versus
vgl.	vergleiche
Vol.	Volume
z.B.	zum Beispiel

1 Einführung

1.1 Problemstellung

Seit den letzten Jahrzehnten werden die meisten Ökonomien der Welt in Richtung Marktwirtschaft reformiert. Staatliche Unternehmen werden privatisiert, Umfang und Tragweite der staatlichen Regulierung werden eingeschränkt, Wettbewerbsbarrieren werden beseitigt.¹ In Folge dessen wird Charakter und Funktionsweise der bedeutendsten Industriesektoren wie z. B. Telekommunikation, Transport und Energie verändert. Stark regulierte staatliche Monopole werden also von privaten Unternehmen ersetzt, die innerhalb eines liberalen Marktumfeldes im Wettbewerb stehen.² In diesem Kontext spielen die Reformen sogenannter netzgebundener Industrien eine besondere Rolle. In Transitländern, die ihre ehemaligen sozialistischen Wirtschaften in freie Marktwirtschaften transformieren wollen, kommt solchen Reformprozessen eine besondere Bedeutung zu.

Ein wichtiges Merkmal netzbasierter Industrien ist deren vertikale Integration.³ Das heißt zum Beispiel, dass die großen Energieversorgungsunternehmen nicht nur Elektrizität erzeugen, sondern diese weiterhin auch über ihr Netz transportieren und schließlich mittelbar über Tochtergesellschaften oder direkt an die Kunden verkaufen.⁴ Beispiele für solche wesentlichen Einrichtungen sind die Schieneninfrastruktur im Bahnbereich, die Verteilungseinrichtungen in der Trinkwasserversorgung sowie die Leitungsnetze im Strom- und im Gassektor.⁵

Im Rahmen der Reformprozesse netzgebundener Industrien stehen grundsätzlich je nach Wirkung und Intensität drei Auswahlmöglichkeiten zur Verfügung:⁶

- Die erste Option lässt das bereits existierende und vertikal integrierte Monopol intakt, und somit sind Produktion- und Netzwerkinfrastruktur miteinander verflochten. Die tatsächliche Marktmacht eines solchen Monopolisten kann manchmal durch intermodalen Wettbewerb oder durch Wettbewerb aus benachbarten integrierten

¹ Lapuerta/Moselle (1999), 454-456.

² Lapuerta/Moselle (1999), 454.

³ Hierzu ausführlich Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 28.

⁴ Hierzu ausführlich Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 28.

⁵ Hierzu ausführlich Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 28.

⁶ Hierzu Pittman (2002), 6; Дерябина (2006), 106-107.

Monopolen gemildert werden. Dies ist der Fall, wenn zwei Eisenbahnen oder zwei Elektrizitätsnetzwerke der gleichen Stadt aus zwei verschiedenen Richtungen bedienen.

- Im Rahmen des zweiten Ansatzes werden Produktion und Netzwerkinfrastruktur klar von einander separiert und der Monopolist des Netzwerkes wird daran gehindert, an der Produktionsphase teilzunehmen und den Wettbewerb zu verzerren. In diesem Kontext spricht man von einer vertikalen Entflechtung bzw. Separation.
- Die dritte Option kombiniert Elemente des ersten und des zweiten Ansatzes. Demnach ist ein Unternehmen als Monopolist auf der Ebene der Netzinfrastuktur tätig und gleichzeitig konkurriert es zusammen mit anderen Wettbewerbern auf der Ebene der Produktion. Es handelt sich somit um ein Modell vertikaler Integration mit Wettbewerb. Ohne die Gewährung eines Zugangs zu den Netzinfrastrukturen wie z.B. dem Gasnetz oder dem Schiennetz ist es den Wettbewerbern nicht möglich, ihre Dienste anzubieten.⁷ In diesem Zusammenhang kommt das sogenannte „Third Party Access“-Prinzip (TPA) ins Spiel.

Akademische Institutionen, ausländische Unternehmen sowie internationale Organisationen haben bereits in den 90er Jahren nach der Liberalisierung des russischen Gassektors und insbesondere ungehindertem Zugang Dritter, „Third Party Access“, zu den russischen Gaspipelines gerufen.⁸ Dieser ungehinderte Zugang sollte den eigenständigen wie ausländischen Unternehmen Teilnahme am russischen Gassektor ermöglichen.

Darüber hinaus wurde auch auf die Restrukturierung des russischen Gassektors mittels einer vertikalen Separation des im russischen Gasmarkt dominierenden Unternehmens, nämlich Gazprom, hingewiesen.⁹ Demnach sollten die Produktions- sowie die Distributionssegmente von einander getrennt werden und darüber hinaus Gazprom in separate und unabhängige Unternehmen ausgegliedert werden.¹⁰ Die erfolgreiche Restrukturierung des russischen Stromsektors in Übereinstimmung mit dem Modell der vertikalen Separation¹¹ hat weiterhin

⁷ Наусар/Heimeshoff (2005), 272.

⁸ Grigoryev (2007 b), 132.

⁹ Tarr (2010 a), 10; Tarr (2010 b), 32.

¹⁰ Locatelli (2003), 5; Tarr (2010 b), 32.

¹¹ Дерябина (2006), 107.

den Anschein erweckt, dass die vertikale Entflechtung des russischen Gassektors eine realistische Option darstellen kann.

Zur Zeit beruhen fast alle natürlichen Monopole der Russischen Föderation auf der Struktur der vertikalen Integration und jeder Reformvorschlag ist mit deren Abbau verbunden.¹² Es stellt sich nun die Frage, ob der russische Gassektor in Richtung „Third Party Access“ oder sogar vertikale Separation – wenn überhaupt – zu reformieren ist.

1.2 Gang der Untersuchung

Ziel der Arbeit ist die Untersuchung verschiedener, realisierbarer (Re)organisationsformen¹³ des russischen Gassektors und insbesondere des (a) ungehinderten Zugangs Dritter zum Pipelinenetzwerk im Exportbereich (b) sowie des ungehinderten Zugangs Dritter im innerrussischen Pipelinenetzwerk (c) und abschließend der vertikalen Separation.

Im ersten Teil der Arbeit werden jeweils die Optionen des ungehinderten Zugangs Dritter zur wesentlichen Einrichtungen sowie der vertikalen Separation näher beschrieben und miteinander verglichen.

Im zweiten Teil der Arbeit wird untersucht, ob der ungehinderte Zugang Dritter zu Exportpipelines von Gazprom, die Russland mit Europa verbinden, ein anzustrebendes Ziel ist. Dies setzt zunächst voraus, dass Gasvolumen vorhanden ist. Zu diesem Zwecke soll untersucht werden, wie viele Gasvolumen zwischen Gazprom und dessen europäischen Partnern mittels langfristiger Verträge verbucht worden sind, und welche Kapazitäten den potenziellen Dritten zur Verfügung stehen. Hiernach werden die wirtschaftlichen Konsequenzen einer Abschwächung des Exportmonopols von Gazprom nach Europa erörtert.

Der dritte Teil der Arbeit betrifft den ungehinderten Zugang Dritter im innerrussischen Gassektor. Zunächst wird die Evolution der Tätigkeit der unabhängigen Produzenten im russischen Gasmarkt behandelt. Unter Berücksichtigung der Preise sowie der Struktur des innerrussischen Gassektors wird weiterhin untersucht, inwiefern das bestehende TPA-Regime zur Schaffung eines Wettbewerbsumfelds führen kann. Die Erfahrung mit dem TPA innerhalb der Europäischen Union wird hiernach berücksichtigt.

¹² Дерябина (2006), 106.

¹³ Vgl. hierzu Richter/Furubotn (2003), 194.

Der vierte Teil der Arbeit setzt sich mit der Frage der vertikalen Separation auseinander. In Anlehnung an *Haucap/Heimeshoff/Uhde* (2008) sowie *Pittman* (2002) werden folgende Aspekte erörtert: (i) Diskriminierungspotenzial von Gazprom und wie einfach oder schwierig dies durch Regulierungsbehörden kontrolliert werden kann. (ii) Verbundvorteile, die bei einer Entflechtung verloren gehen („economies of scope“). (iii) Einfluss der Entflechtung auf die Investitionsanreize. (iv) Einfluss der Entflechtung auf die Skalenerträge („economies of scale“). (v) Einfluss der Entflechtung auf die technologische Innovation.

Schließlich wird untersucht, welche der zur Verfügung stehenden Restrukturierungsoptionen des russischen Gassektors der gegenwärtigen Logik der institutionellen Gestaltungen der Russischen Föderation am besten entspricht. In Anlehnung an das Modell von *Künneke/Fens* (2007) werden folgende institutionelle Aspekte erörtert werden: (i) Herrschender politischer Schwerpunkt („dominant policy focus“). (ii) Leistungskriterien („performance criteria“). (iii) Formelle Regel („formal rules“). (iv) Governance und Ressourcenallokation („governance and resource allocation“).

2 Zugang zu wesentlichen Einrichtungen (TPA) vs. vertikale Separation

Wie schon angedeutet, bietet die regulatorische Praxis grundsätzlich zwei Alternativen gegenüber der vertikalen Integration.¹⁴ Zum einem handelt es sich um die Gewährung potenziellen Wettbewerbern Zugang zu der Netzinfrastruktur. Zum anderen wird die vertikale Entflechtung des Betreibers der wesentlichen Einrichtung angeordnet.

Der Zugang zu den wesentlichen Einrichtungen des ehemaligen Monopolisten bezweckt, die Entstehung und Entwicklung von Wettbewerb zu ermöglichen. Nur mittels solch eines Zugangs können die neuen Wettbewerber, Leistungen an Endkunden auf dem nachgelagerten Markt anbieten.¹⁵ Die ehemaligen Staatsmonopolisten sind allerdings auch auf der nachgelagerten Ebene tätig. In Folge dessen befindet sich der ehemalige Staatsmonopolist im Wettbewerb mit den neuen bzw. potenziellen Wettbewerbern. Aufgrund der Tatsache, dass der Staatsmonopolist über die Netzinfrastruktur verfügt, hat er starke Anreize, den potenziellen Wettbewerbern den Zugang zu erschweren oder sie gegenüber bereits etablierten Unternehmen zu diskriminieren.¹⁶ Dies kann zum Beispiel der Fall sein, wenn er einen so hohen Netzzugangspreis setzt, dass alternative Anbieter vom Markteintritt absehen. Weiterhin

¹⁴ Haucap/Heimeshoff (2005), 285.

¹⁵ Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 28.

¹⁶ Siehe z.B. Newbery (2001), 88; Haucap/Heimeshoff (2005), 286.

fällt es manchmal schwer zu unterscheiden zwischen Netzzugangsbedingungen, die aus technischen Gründen gerechtfertigt sind und denjenigen, die für kommerzielle Vorteile ausgedacht wurden.¹⁷ Mit anderen Worten ist auch die Etablierung eines TPA-Regimes mit Missbrauchspotenzialen verbunden, da der Staatsmonopolist die Möglichkeit hat, seine Marktmacht im Netzbereich auf die nachgelagerten Ebenen zu übertragen.¹⁸ Es besteht somit die Gefahr einer vertikalen Marktabstottung („foreclosure“).

Durch die Regulierungsalternative der vertikalen Separation soll die Entstehung einer vertikalen Marktabstottung verhindert sowie das oben beschriebene Diskriminierungspotenzial eingeschränkt werden. Solch ein Reformprozess der natürlichen Staatsmonopole bezieht sich grundsätzlich auf die Trennung des Produktionsprozesses von der Netzinfrastruktur. Das Ziel der vertikalen Separation besteht insbesondere darin, die wettbewerbsfähigen von den monopolistischen Bereichen einer netzgebundenen Industrie zu unterscheiden.¹⁹ In Folge dessen ist auf der Grundlage des sogenannten „disaggregierten Regulierungsansatzes“²⁰ die Wertschöpfungskette in die Bereiche der Netzinfrastruktur (Transport, Verteilung), der vorgelagerten Produktionsstufen (Upstream-Aktivitäten, Erzeugung) und der nachgelagerten Produktionsstufen (Downstream-Aktivitäten, Versorgung, Dienstleistungen) aufzugliedern.²¹ In der Praxis heißt dies, dass kein Unternehmen, das im Produktionsbereich tätig ist, signifikante Anteile an der Netzinfrastruktur haben kann.²² Unternehmen, die tatsächlich im Bereich der Produktion tätig sind oder solch ein Potenzial haben, können somit Netzwerke weder erwerben noch behalten.²³ Abgesehen von der ohne weiteres anerkannten wettbewerbsfördernden Wirkung der vertikalen Entflechtung ist jedoch auch diese Option mit Nachteilen verbunden, die in jedem Einzelfall separat zu prüfen sind.²⁴

3 Third Party Access

3.1 Der russische Gassektor: Unabhängige Gasproduzenten und Gazprom

Die russische Gasindustrie wird von dem börsennotierten Unternehmen Gazprom dominiert, dessen Mehrheitsaktionär die russische Regierung ist. Gazprom verfügt über die reichsten

¹⁷ Newbery (2001), 88.

¹⁸ Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 29.

¹⁹ Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 37.

²⁰ Knieps (1999), 3-4.

²¹ Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 37.

²² Lowe/Pucinskaite/Webster/Lindberg (2007), 28.

²³ Lowe/Pucinskaite/Webster/Lindberg (2007), 28.

²⁴ Hierzu Pittman (2002), 5; Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 41-42.

Ressourcen von Erdgas in der Welt.²⁵ Es ist ein vertikal integriertes Unternehmen, welches eine monopolistische Stellung in Bezug auf Transport und Export von Erdgas hat. Sein Anteil an der Weltgasproduktion und sein Anteil an Erdgasproduktion in Russland beträgt jeweils 18 % und 70 %.²⁶

Im inländischen Gassektor sind außer Gazprom so genannte „unabhängige Gasunternehmen“ tätig. Es handelt sich um Unternehmen, die Gas produzieren oder liefern, das nicht 100 % dem Unternehmen Gazprom gehört.²⁷ Unter dem Terminus „unabhängige Gasproduzenten“ fallen insbesondere:²⁸ (i) Unternehmen, die in erster Linie in der Ölindustrie tätig sind und signifikante Gasreserven haben wie z.B. *Lukoil*, *TNK-BP*. (ii) Unternehmen, deren Kohlenwasserstoffreserven und Businessaktivitäten sich auf Gas beziehen wie *Itera* und *Novatek*. Hierzu gehören auch pure Gashändler wie *Centrusgaz* und *Transnafta*, welche an sich keine Gasproduktion betreiben. (iii) Unternehmen, in denen Gazprom ein wesentlicher Aktionär ist.

Was die nächste Wertschöpfungskette angeht, wird seit dem Jahre 1998 der ungehinderte Zugang Dritter zu dem Transportsystem von Gazprom rechtlich gesichert.²⁹ Dies ermöglicht unabhängigen Gasproduzenten Zugang zu dem so genannten „Unified Gas Supply System“, (UGSS), welches dem Unternehmen Gazprom gehört. Während sich der Bereich der Gasproduktion grundsätzlich als wettbewerbsfähig charakterisieren lässt, ist die Transmission über das Pipeline-Netzwerk als monopolistischer „Bottleneck“ des Marktes zu identifizieren, deren Zugang die Zahlung eines Netznutzungsentgelts an den Eigentümer dieser wesentlichen Einrichtung, d. h. an Gazprom, erforderlich macht.

Was den Gasexport angeht, ist dem Unternehmen Gazprom seit Juni 2006 ein rechtliches Monopol eingeräumt.³⁰ Somit ist den unabhängigen Gasproduzenten wie ausländischen Partnern von Gazprom untersagt, russisches Gas nach Europa zu liefern. Sowohl vor als auch nach der offiziellen Einräumung dieses Exportsmonopols wurde seitens der unabhängigen

²⁵ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 23.

²⁶ Hierzu Grigoryev (2007 a), 3036; Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 23.

²⁷ Stern (2005), 19.

²⁸ Stern (2005), 19.

²⁹ Siehe Art. 27 des Gesetzes „über die Gasversorgung in der Russischen Föderation“ von 1999, N 69-Φ3 i.d.F. vom 30. 12. 2008.

³⁰ Tsygankova (2012), 153.

Gasproduzenten vorgeschlagen, die Exportrestriktionen abzuschwächen und ihnen Zugang zu den Exportpipelines von Gazprom zu erlauben.³¹

Im Folgenden soll die Frage des ungehinderten Zugangs unabhängiger Dritten zu den Gaspipelines von Gazprom jeweils für den Exportbereich und den innerrussischen Markt diskutiert werden. Inwiefern ist solch ein Zugang vorstellbar und welche Konsequenzen hätte er?

3.2 TPA im Exportbereich

3.2.1 Exportkapazitäten

Die Etablierung eines TPA-Regimes im Exportbereich würde den unabhängigen Gasproduzenten die Möglichkeit geben, Gas über das Transmissionssystem von Gazprom zu exportieren. Eine Voraussetzung dafür ist jedoch das Vorhandensein von freien Kapazitäten in den Pipelines. Mit anderen Worten stellen die freien Kapazitäten die Kondition, welche die Entstehung von Wettbewerb mittels TPA ermöglicht.³²

Gazprom ist einer der größten Gaslieferanten europäischer Konsumenten. Etwa 40 Prozent der Gasimporte der EU werden von Gazprom geliefert. Dies entspricht etwa 57,6 Prozent der Exporte des Unternehmens.³³

Gemäß den Angaben der *East European Gas Analysis* beträgt die gesamte Kapazität des ukrainischen Gastransportsystems etwa 143 Mkm.³⁴ Aus diesem Route können jeweils nach Österreich, Deutschland, Frankreich, Italien sowie in die Schweiz, Tschechischen Republik und Slowakei etwa 97 Mkm geliefert werden. Weiterhin können 5 Mkm nach Polen, 13 Mkm nach Ungarn, Serbien und Bosnien sowie 2 Mkm nach Rumänien geliefert werden. Aus der Ananyev-Tiraspol-Izmail und Shebelinka-Izmail-Pipelines können des Weiteren 27 Mkm jeweils nach Rumänien, Bulgarien, Griechenland, FYROM/Skopje sowie in die Türkei transportiert werden. Über Weißrussland können ferner noch 35 Mkm geliefert werden.³⁵ Insbesondere werden durch die Yamal-Europa- und die Kobrin-Brest-Pipelines Polen, Deutschland, die Niederlande, Belgien und das Vereinigte Königreich mit Gas beliefert.

³¹ Hierzu ausführlich Tsygankova (2012), 153 *et seq.* Tarr (2010 a), 10 *et seq.*; Locatelli (2003), 3-4; Blagov (2009).

³² Hierzu Moen (2002), 3 *et seq.*

³³ Boussena/Locatelli (2011), 27.

³⁴ <http://www.eegas.com/fsu.htm#Tab> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

³⁵ <http://www.eegas.com/fsu.htm#Tab> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Insgesamt können bis 2011 laut der *East European Gas Analysis* durch die Ukraine und Weißrussland etwa 178 Mkm Gas exportiert werden. Die Exportkapazität dieser Pipelines ist nach *Sagen/Tsygankova* (2008) gewissermaßen niedriger und beträgt etwa 168 Mkm.³⁶ Berücksichtigt man weiterhin die 7 Mkm Exportkapazität der Pipelines, welche Gas von Sankt-Petersburg aus nach Finnland exportieren können sowie die im Jahre 2005 eröffnete Blue-Stream-Pipeline, die 16 Mkm Gas in die Türkei liefern kann,³⁷ dann kann man die Schlussfolgerung ziehen, dass die Exportkapazitäten der Pipelines nach Europa für den Zeitraum 2000-2005 zwischen 175-185 und für den Zeitraum 2005-2010 zwischen 191-201 Mkm lagen.³⁸

Tabelle 1: Gazproms Exportvolumen nach Europa und freie Exportkapazitäten (in Mkm)

Jahr	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Exportkapazitäten	175/ 185	175/ 185	175/ 185	175/ 185	175/ 185	191/ 201	191/ 201	191/ 201	191/ 201	191/ 201	191/ 201
Volumen nach EU	129,0	126,7	129,4	138,9	149,1	156,1	161,5	168,5	167,6	152,8	148,1
Freie Kapazitäten Min./Max.	46/ 56	48,3/ 58,3	45,6/ 55,6	36,1/ 46,1	25,9/ 35,9	34,9/ 44,9	29,5/ 30,5	22,5/ 32,5	23,4/ 33,4	38,2/ 48,2	42,9/ 52,9

Quellen: Gazprom in Questions and Answers (06.02.2012); Motomura (2008), 73; Sagen/Tsygankova (2008); <http://www.gazprom.com/about/marketing/europe/>; <http://www.eegas.com/fsu.htm#Tab> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012); eigene Berechnungen.

Aus der oben stehenden Tabelle geht hervor, dass tatsächlich freie Kapazitäten vorhanden sind bzw. waren, welche die Beteiligung dritter Parteien im Transportsystem rechtfertigen können. Andererseits lässt sich auch feststellen, dass die freien Kapazitäten nicht besonders groß sind. Ihr Maximum sollte im Jahre 2001 zwischen 48,3 und 58,3 Mkm und das Minimum in 2007 zwischen 22,5 und 32,5 Mkm liegen.

3.2.2 Langfristige Verträge

Während gewisse Kapazitäten zum Gasexport in der Tat vorhanden sind, wird die Entwicklung von Wettbewerb im Exportbereich durch den Abschluss von langfristigen Gastransportverträgen erschwert. Im Folgenden werden Merkmale und wettbewerbsverzerrende Wirkung dieser Instrumente erörtert.

Gaslieferungsverträge sind in der Regel langfristig orientiert. Somit werden große Pipelinevolumen für mehrere Jahre aufgrund vereinbarter Lieferungsvolumen verpflichtet.³⁹

³⁶ Sagen/Tsygankova (2008), 872.

³⁷ <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/blue-stream/> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012); <http://www.eegas.com/fsu.htm#Tab> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

³⁸ <http://www.eegas.com/fsu.htm#Tab> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

³⁹ Moen (2002), 3.

In diesen Verträgen willigt insbesondere der Käufer ein, bestimmte Gasvolumen auf jährlicher Basis geliefert zu bekommen. Weiterhin enthalten die langfristigen Lieferungsverträge sogenannte unbedingte Zahlungsverpflichtung, also „Take-or-Pay“-Klauseln.⁴⁰ Durch diese Verpflichtungen willigt der Gaskäufer ein, Gasvolumen zu bezahlen, unabhängig davon, ob er es letzten Endes tatsächlich abnehmen möchte. Andererseits hat der Käufer die Option, mehr Gas geliefert zu bekommen als die festgesetzten Jahresvolumen, und demzufolge sind sie mit dem Element der Flexibilität verbunden. Für den Verkäufer können die Langzeitverträge die Profitabilität von Investitionen in die Pipelines bzw. in die Netzinfrastruktur oder im Bereich der Produktion sichern, da der Vertrag den Verkauf von bestimmten Gasvolumen für mehrere Jahre festlegt.⁴¹ Für den Käufer heißt der Abschluss von Langzeitverträgen Versorgungssicherheit.

Die Besonderheit des Abschlusses von langfristigen Verträgen besteht darin, dass auf diese Weise Kapazitäten vorbelegt werden. Somit wird die Entwicklung des Wettbewerbs gestört bzw. beschleunigt, da sie zu einer Marktabstottung führen.⁴²

Die Lieferung von Gas von Russland nach Europa beruht auf dem Abschluss von derartigen Verträgen. Zum Beispiel ist das ganze Gasvolumen, das in 2005 von Russland nach Europa geliefert wurde, mittels langfristiger Verträgen verkauft worden.⁴³ *Sagen und Tsygankova* (2008) weisen weiterhin darauf hin, dass der CEO von Gazprom, *Alexey Miller*, in der Vergangenheit bekannt machte, dass Gazprom innerhalb von 15 Jahren aufgrund von Langzeitverträgen 2500 Mkm Gas nach Europa liefern würde, was einen Durchschnitt von 160 Mkm pro Jahr bis 2015 macht.⁴⁴ *Boussena und Locatelli* (2011) heben hervor, dass neulich wieder eine Reihe von solchen Langzeitverträgen zwischen Gazprom und deren europäischen Partners abgeschlossen wurden und bieten die folgende Tabelle an:

Tabelle 2: Langfristige Verträge, die von Gazprom und deren europäischen Partnern zwischen 2005 und 2009 abgeschlossen wurden

Land	Unternehmen	Vertragsdauer	Menge
	E.ON-Ruhrigas	2011-2036	100 Mkm
	E.ON-Ruhrigas	2020-2035	300 Mkm
	E.ON	2009-2020	[!]
	WIEH	2014-2031	90 Mkm
Österreich	OMV	2012-2027	7,5 Mkm

⁴⁰ Hierzu Asche/Osmundsen/Tveterås (2002), 254.

⁴¹ Asche/Osmundsen/Tveterås (2002), 253; Moen (2002), 3; Newbery (2001), 90.

⁴² Newbery (2001), 90; Moen (2002), 3.

⁴³ Sagen/Tsygankova (2008), 873.

⁴⁴ Sagen/Tsygankova (2008), 873.

Bulgarien	Bulgargaz	2011-2030	3 Mkm
Dänemark	Dong Energy	2011-2031	1 Mkm
Italien	ENI	2017-2035	22 Mkm
Frankreich	GDF-Suez	2017-2030	12 Mkm
	GDF-Suez	2010-2040	2,5 Mkm
Polen	PGNiG	2009-2037	11 Mkm
Tschechische Republik	RWE Transgaz	2014-2035	9 Mkm
	Vemex	2008-2012	0,55 Mkm
Rumänien	WIEH	2012-2030	4,5 Mkm
	WIEH	2012-2030	4,5 Mkm
Slowakei	SPP	20-jähriger-Vertrag	6,5 Mkm

Quelle: Boussena/Locatelli (2011), 30 [Auszug].

In diesem Kontext hat der CEO von Gazprom *Alexey Miller* am 30. Juni 2011 darauf hingewiesen, dass keine Änderungen zum bestehenden Transportsystem durch Langzeitverträge zu erwarten sind.⁴⁵

3.2.3 Zunahme der Transportkapazitäten nach Europa

Wenn nur ein beschränkter Teil der existierenden Transportkapazitäten den unabhängigen Gasproduzenten zur Verfügung stehen könnte und die bestehenden Kapazitäten mittels Langzeitkontrakten vorbelegt werden, dann stellt sich die Frage, ob eine Zunahme der Transportkapazitäten vorgesehen ist, welche in der Zukunft die Entstehung von Wettbewerb ermöglichen könnte.

Es gibt zwei Projekte, welche die Zunahme der Exportvolumen von Russland nach Europa ermöglichen werden. Insbesondere handelt es sich jeweils um die Pipelines „Nord Stream“ und „South Stream“.⁴⁶

- Die Pipeline „Nord Stream“ verbindet Deutschland und Russland durch die Ostsee. Diese Pipeline besteht aus zwei Strängen.⁴⁷ Sie verlaufen durch die Ostsee von Wyborg, Russische Föderation, nach Lubmin in der Nähe der Stadt Greifswald. Die Transportkapazität jedes Pipelinestrangs beträgt etwa 27,5 Mkm. Die gesamte Kapazität beträgt somit 55 Mkm. Beide Stränge sollen im letzten Quartal des Jahres 2012 in Betrieb genommen werden. Hauptaktionär des Nord Stream-Projekts ist Gazprom mit einer 51-Prozent-Beteiligung. Das Unternehmen hat schon

⁴⁵ Rodova/Rudnitsky, Gazprom CEO (2011).

⁴⁶ Boussena/Locatelli (2011), 33.

⁴⁷ Hierzu Hubert/Suleymanova (2009), 114 *et seq* sowie <http://www.nord-stream.com/de/die-pipeline/> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Langzeitverträge für die Lieferung von 20 Mkm durch „Nord Stream“ unterschrieben.⁴⁸

- Die Pipeline „South Stream“ verbindet Russland mit Süd- und Zentraleuropa durch das Schwarze Meer. Das Projekt befindet sich noch in der Anfangsphase. Die South Stream-Pipeline besteht aus zwei Strängen und die gesamte Exportkapazität beträgt 63 Mkm. Hauptaktionär des Nord Stream-Projekts ist Gazprom mit einer 51-Prozent-Beteiligung.

Die existierende Kapazität wird also insgesamt um 118 Mkm erweitert. Die gesamte künftige Exportkapazität beträgt nach den Angaben der *East European Gas Analysis* 319 Mkm, von denen für den Zeitraum von 2020-2025 bisher etwa 158 Mkm pro Jahr vertraglich vereinbart worden sind.⁴⁹ Man kann also behaupten, dass das Vorhandensein solch freier Kapazitäten zukünftig die Beteiligung Dritter im Exportbereich ermöglichen könnte. Aber was wären die Konsequenzen von solch einer Initiative für die russische Wirtschaft im konkreten Fall?

3.2.4 Konsequenzen des TPA im Exportbereich

Mit dieser Frage setzt sich ausführlich der Beitrag von *Tsygankova* (2012) auseinander. Der Zugang Dritter zu den Pipelines von Gazprom im Exportbereich würde zu einer Senkung deren Angebots im innerrussischen Bereich führen.⁵⁰ In Folge dessen würde das gesamte Angebot von Gas im innerrussischen Bereich fallen. Dies hätte zu Folge, dass der Gaspreis in Russland steigen würde. Als Reaktion würde Gazprom ihr innerrussisches Angebot steigern, aber dies könnte nicht die Abnahme des inländischen Angebots seitens der unabhängigen Produzenten kompensieren. Die russischen Konsumenten würden somit weniger Gas zu höheren Preisen bekommen. Insgesamt würde die Auflockerung des Exportmonopols von Gazprom zu einer Senkung der Wohlfahrt in Russland führen. Dem Beitrag zufolge sind die negativen Effekte solch einer Senkung des innerrussischen Angebots seitens unabhängiger Produzenten auf die Konsumentenrente und die Reduktion der Exportprofite von Gazprom stark genug um einen negativen Gesamteffekt zu haben.⁵¹ Die Abschaffung des Exportmonopols von Gazprom lässt sich aus der Sichtweise der nationalen Wohlfahrt nicht rechtfertigen.⁵²

⁴⁸ Boussena/Locatelli (2011), 33.

⁴⁹ <http://www.eegas.com/fsu.htm#Tab> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

⁵⁰ Tsygankova (2012), 158.

⁵¹ Tsygankova (2012), 158.

⁵² Tsygankova (2012), 158, 161.

3.2.5 Ergebnis

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die gegenwärtigen freien Exportkapazitäten nur einen eingeschränkten Zugang Dritter im Bereich des Gasexports nach Europa ermöglichen können, zumal durch Langzeitverträge der größte Teil der freien Kapazitäten vorbelegt wird. Aus der Sichtweise der Kapazitätsvolumen wäre zukünftig solch ein Zugang zwar vorstellbar, da die Pipeline-Projekte Nord Stream und South Stream die Kapazitätsvolumen erheblich erweitern.⁵³ Eine Abschwächung des Exportmonopols von Gazprom lässt sich jedoch aufgrund dessen negativen Effekts auf die Wohlfahrt russischer Konsumenten nicht rechtfertigen.

3.3 TPA im innerrussischen Gassektor

3.3.1 Produktions- und Transmissionsvolumen

Die Entstehung des russischen Erdgasmarkts geht in das Jahr 1998-1999 zurück.⁵⁴ In diesem Zeitpunkt begann, sich die Gruppe der unabhängigen Gasproduzenten zu entwickeln. Anfang der 90er Jahren waren diese Unternehmen sehr klein und die von ihnen produzierten Gasvolumen gering. Zum Beispiel war im Jahre 1992 nur ein Ölfeldunternehmen (*Rosneft*) auf dem Bereich der Gasproduktion tätig, wobei 2003 die Anzahl solcher Firmen auf neun stieg (*Surgutneftegaz*, *Rosneft*, *Lukoil*, *TNK-BP*, *Yukos*, *Sibneft*, *Slavneft*, *Tatneft*, *Bashneft*).⁵⁵ Heutzutage produzieren sie deutlich mehr als 15 Prozent des russischen Erdgases.⁵⁶ In der Tat geht aus der unten stehenden Tabelle hervor, dass in dem letzten Jahrzehnt die Beteiligung der unabhängigen Gasproduzenten in der russischen Gasproduktion ständig zunimmt. Während 2003 die Nicht-Gazprom-Produzenten etwa 70 Mkm Gas erzeugten, stiegen die Gasproduktionsvolumen 2009 auf 112,9 Mkm. Insbesondere stieg deren Anteil in der Gesamtproduktion von 11,8 Prozent 2001 auf 13,5 Prozent im Jahre 2005, wobei dieser Anteil 2008 und 2010 jeweils 17,1 und 21,3 Prozent betrug.

Tabelle 3: Gasproduktion in Russland (in Mkm)

Jahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gazprom Mkm	512	525,5	547,6	552,5	555	556	548,6	549,7	465,1	508,6
Russland Mkm	581	596,6	617,6	634	641,9	656,2	653,1	663,6	578	647
Residual Mkm (Nicht-Gazprom)	69	71,1	70	81,5	86,9	100,2	104,5	113,9	112,9	138,4
Residual %	11,8	11,9	11,3	12,8	13,5	15,2	16,0	17,1	19,5	21,3

⁵³ Zur Frage der überdimensionalen Zunahme der Exportkapazitäten ausführlich Hubert/Suleymanova (2009), 117 *et seq.*

⁵⁴ Zhuk (2008).

⁵⁵ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 103.

⁵⁶ Blagov (2009).

Quellen: <http://www.gazprom.com/about/production/extraction/>; Stern (2009), 5; Motomura (2008), 73; <http://yearbook.enerdata.net/2009/#/natural-gas-production.html>; <http://yearbook.enerdata.net/world-natural-gas-production-in-2010.html>; <http://finance.rambler.ru/news/oil/13105381.html> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012); eigene Berechnungen.

Was die nächste Wertschöpfungskette anbelangt, wird seit dem Jahre 1998 der ungehinderte Zugang Dritter zu dem Transportsystem von Gazprom, das so genannten „Unified Gas Supply System“, (UGSS), rechtlich gesichert.⁵⁷ Somit haben im Jahre 2005 etwa 31 unabhängige Gasproduzenten 114,9 Mkm über Gazproms Transmissionssystem⁵⁸ und in den Jahren 2006, 2007 und 2008 jeweils 115, 119,8 und 111,2 Mkm geliefert.

Tabelle 4: Gas, das von den unabhängigen Produzenten über das Transmissionssystem von Gazprom geliefert wurde (in Mkm)

Jahr	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Transmissions-Volumen Mkm	92,4	103,6	95,4	99,9	114,9	115	119,8	111,2	59,3	64,5

Quelle: Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 41.

Das Lieferungsvolumen unabhängiger Gasproduzenten ist allerdings im Jahr 2009 gesunken. Das ist einerseits auf die Senkung der Nachfrage nach Gas infolge der Welt-Finanzkrise zurückzuführen,⁵⁹ andererseits auch auf den Ausschluss des Unternehmens *RosUkrEnergo* aus der Gruppe der unabhängigen Produzenten.⁶⁰

3.3.2 TPA im Lichte der Besonderheiten des russischen Gasmarktes

Der Zugang unabhängiger Dritter zu dem Transportnetzwerk von Gazprom ist sehr eng mit den Besonderheiten der russischen Gasmarktstruktur verbunden. Es handelt sich zum einen um die Gaspreise sowie um die Transporttarife. Zum anderen geht es um die Struktur des Netzzugangs an sich.

3.3.2.1 Preisproblematik

Eine besondere Frage im Kontext des Netzzugangs ist, ob die Endpreise des Monopolisten ausreichen, um Betriebskosten sowie einen Gewinn für potenzielle neue Investitionen zu decken.⁶¹ Falls die Endpreise über die vermeidbaren Kosten aber unter den langfristigen Marginalkosten liegen, dann kann man die Preise schrittweise steigen lassen, bis sie das Niveau erreichen, wo ein Gewinn aus der neuen Investition erwirtschaftet werden kann, während ein gewisser Gewinn auf das existierende Kapital erbracht werden sollte. Wenn dies

⁵⁷ Siehe Art. 27 des Gesetzes „über die Gasversorgung in der Russischen Föderation“ von 1999, N 69-Φ3 i.d.F. vom 30. 12. 2008.

⁵⁸ Grigoryev (2007 b), 133.

⁵⁹ Sie z. B. hierzu Skyner (2010), 1388.

⁶⁰ Газпром в вопросах и ответах (i.d.F. vom 15. 11. 2010), 41.

⁶¹ Hierzu ausführlich Newbery (2004), 11.

nicht der Fall ist, dann werden die Liberalisierungsprozesse bzw. die Entwicklung eines Netzzugangsregimes beschleunigt. Der russische Gassektor kann als ein typisches Beispiel solch einer Konstellation betrachtet werden.

Russland verfügt über ein Doppelpreissystem. Es ist dadurch gekennzeichnet, dass es erhebliche Unterschiede zwischen den innerstaatlichen Gaspreisen und den Exportpreisen gibt. 2006 war der Exportpreis pro Mkm etwa sechs Mal höher als der inländische Gaspreis.⁶² 2010 waren die Exportpreise per Mkm für Westeuropa 3,1 Mal höher als die innerrussischen Preise.⁶³ Etwa 70 % des Einkommens von Gazprom stammt aus dem Exportbereich, obwohl die Exporte an sich etwa 30 Prozent der Gesamtproduktion ausmachen.⁶⁴ Die Exporte sind ein entscheidender Faktor für die Profitabilität des Unternehmens sowie für die Finanzierung dessen Investitionen.⁶⁵

Der innerrussische Gasmarkt besteht seinerseits aus zwei Sektoren, d.h. einen regulierten und einen nicht-regulierten.⁶⁶ Gazprom ist grundsätzlich im regulierten Gasmarktsektor tätig, wobei die unabhängigen Gasproduzenten im nicht-regulierten Gassektor tätig sind. Zur Zeit ist der regulierte Marktsektor derjenige, der dominiert. Gegenstand staatlicher Regulierung sind insbesondere:⁶⁷

- (i) Großhandelspreise für Gazprom und dessen verbundene Unternehmen;
- (ii) Tarife für die Dienstleistungen den unabhängigen Gasproduzenten gegenüber. Diese Dienstleistungen beziehen sich auf die Nutzung des Gastransmissions- sowie Gasdistributionsnetzwerkes;
- (iii) Gebühren für Lieferungs- und Vermarktungsdienstleistungen.

Die regulierten Preise reichen jedoch nicht aus, um Produktions- Transport- sowie Vermarktungskosten zu decken.⁶⁸ Für lange Zeit hat sich der innerstaatliche Gasmarkt als nicht profitabel erwiesen und wurde von dem Exportmarkt subventioniert.⁶⁹

⁶² Finon/Locatelli (2007), 8.

⁶³ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 55.

⁶⁴ Finon/Locatelli (2007), 8.

⁶⁵ Finon/Locatelli (2007), 8; Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98.

⁶⁶ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 49.

⁶⁷ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 49.

⁶⁸ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 49; Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98.

⁶⁹ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98; Finon/Locatelli (2007), 8.

In diesem Kontext wird in der Literatur betont, dass die niedrigen und regulierten Gaspreise wenige Anreize für die unabhängigen Gasproduzenten zum Markteintritt geben.⁷⁰ Ebenso wird darauf hingewiesen, dass deren Wettbewerbsfähigkeit eingeschränkt wird, wenn sie etwa 85 % ihrer Gasproduktion zu den oben genannten regulierten Preisen anbieten müssen.⁷¹ Da die Rentabilitätsmargen der unabhängigen Gasproduzenten niedrig sind, werden weiterhin ihre Anreize, in die Entwicklung der Gasproduktion zu investieren, als eingeschränkt betrachtet.⁷²

3.3.2.2 Netzzugangsproblematik

Bezüglich der Ausgestaltung des Zugangsregimes an sich gilt, dass der Zugang den unabhängigen Gasproduzenten gestattet wird, unter der Voraussetzung, dass (i) es Rohrkapazität für den Zeitraum, innerhalb dessen der Produzent plant, Gas zu liefern, gibt; (ii) das Gas der erforderlichen Qualität und technischen Bedingungen entspricht; (iii) der Produzent die Rohrkapazität hat, durch einen Trichter Gas in das UGSS-System einzufüllen und die Pipelineabzweigungen, um die Kunden vom UGSS-System aus mit Gas zu beliefern.⁷³ Eine etwaige Verweigerung des Zugangs kann auf einer *ex post* Basis vor einer nationalen Regulierungskommission angefochten werden.⁷⁴

Die Angaben der Literatur bezüglich des Zugangs der unabhängigen Gasproduzenten in das Pipelinenetzwerk von Gazprom sind nicht einheitlich. Einerseits implizieren *Ahrend/Thompson* (2005) sowie *Pfaffrath-Dorn* (2007), dass eine diskriminierende Behandlung in Bezug auf den Zugang der unabhängigen Gasproduzenten zum Netzwerk von Gazprom stattfinde, da das Unternehmen den Netzzugang kontrolliere.⁷⁵ Für *Grigoryev* (2007) bildet die bereits dargestellte Preisproblematik den entscheidenden Faktor, der wettbewerbsverzerrend wirke und nicht das TPA-Regime an sich.⁷⁶ *Waheed/Malik* (2010) betonen hingegen, dass ein Mangel an freien Kapazitäten im inländischen Gassektor den Zugang zum Transportnetzwerk von Gazprom erschwert.⁷⁷

⁷⁰ Grigoryev (2007 b), 133; Pfaffrath-Dorn (2007), 145; Finon/Locatelli (2007), 11.

⁷¹ Zhuk (2008).

⁷² Zhuk (2008); Finon/Locatelli (2007), 11.

⁷³ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 40-41; Grigoryev (2007 b), 133.

⁷⁴ Ahrend/Thompson (2005), 806-807.

⁷⁵ Ahrend/Thompson (2005), 807; Pfaffrath-Dorn (2007), 145.

⁷⁶ Grigoryev (2007 b), 133; Grigoryev (2007 a), 3043.

⁷⁷ Waheed/Malik (2010), 16.

3.3.3 Konsequenzen des TPA im innerrussischen Gassektor

Fast einhellig sind jedoch die Ansichten bezüglich der Folgen des Netzzugangs unabhängiger Produzenten. Das Unternehmen an sich betont, dass es die Entwicklung des Wettbewerbs sowie die Steigung der Produktion der unabhängigen Gasproduzenten fördert.⁷⁸ Auf diese Weise könnten der russische Bedarf an Gas sowie die internationale Gaslieferungsverpflichtungen von Gazprom abgesichert werden. Insbesondere argumentieren *Ahrend/Tompson* (2005), dass durch einen effektiven Netzzugang unabhängiger Produzenten Gazprom mehr Gas exportieren könne, was letzten Endes höhere Gewinne wegen der Preisunterschieden zwischen innerrussischem und Exportmarkt auslöse.⁷⁹ Schließlich sollte ein effektives TPA-Regime die Attraktivität von Investitionen in Gasproduktion seitens der unabhängigen Gasproduzenten erhöhen.⁸⁰

3.3.4 Ergebnis

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Gasproduktion der unabhängigen Produzenten ständig zunimmt. Ähnliches gilt für deren Transmissionsvolumen über das Pipelinenetzwerk von Gazprom, wobei wegen der Weltwirtschaftskrise diese Volumen zwischen 2008 und 2010 drastisch zugenommen haben. Die niedrigen, staatlich regulierten Gaspreise sowie die staatliche Regulierung der Gastarife den unabhängigen Produzenten gegenüber hindern deren intensivere Beteiligung am russischen Gasmarkt. Es ist schon angesprochen, dass allein die Tatsache, dass der Netzwerkkontrolleur zugleich die Rolle des Konkurrenten im Bereich der Gasdienstleistungen inne hat, Anreize zu diskriminierender Behandlung der unabhängigen Produzenten gibt.⁸¹ Die Literatur ist jedoch nicht einheitlich, ob in der Tat solch eine diskriminierende Behandlung stattfindet. Unstrittig ist schließlich, dass ein effektiver Netzzugang unabhängiger Gasproduzenten zu Gazproms Netzwerk zur Steigerung der Gasproduktion, der Investitionen im Gassektor sowie zur Profitabilität von Gazprom beitragen kann.

In diesem Zusammenhang muss darauf verwiesen werden, dass die Erfahrung der russischen Wirtschaft deutlich beschränkter ist als die von Ländern, in denen der Liberalisierungsprozess schon seit mehreren Jahrzehnten abläuft.⁸² Aus evolutorischer Sicht wird die zunehmende

⁷⁸ <http://www.gazprom.com/about/production/transportation/system-access/> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

⁷⁹ Ahrend/Thompson (2005), 807.

⁸⁰ Grigoryev (2007 b), 132; Ahrend/Thompson (2005), 807; Алабердеев (2010), 61 *et seq.*

⁸¹ Newbery (2001), 88; Pittman (2002), 14-15; Ahrend/Thompson (2005), 807.

⁸² Vgl. etwa hierzu Pittman (2002), 16.

Beteiligung der unabhängigen Produzenten am russischen Gasmarkt und das institutionelle Vorhandensein eines TPA-Systems in der Tat als durchaus positiv bewertet.⁸³ Die Erfahrung Europas aus dem Liberalisierungsprozess bezüglich des Zugangs Dritter zum Gasnetzwerk kann weiterhin dabei helfen, die Schwierigkeiten der Umsetzung des Netzwerkzugangs objektiver einzuschätzen.

3.4 Komparatives Studium: TPA im Europäischen Gasmarkt - Theorie und Praxis

Ende der neunziger Jahre entschloss sich die Europäische Union die Grundlagen der Energielieferung zu ändern und einen Rahmen für einen wettbewerbsfähigen Energiemarkt zu schaffen. Zu diesem Zwecke sind die ersten Gas- und Elektrizitätsrichtlinien verabschiedet worden, welche die rechtlichen Monopole bzw. die Staatsmonopole im Energiebereich beseitigen und den Markt teilweise für den Wettbewerb öffnen sollten.⁸⁴ Somit sind Vorschriften verabschiedet worden, um das Risiko einzugrenzen, dass vertikal integrierte Unternehmen ihre Monopolstellung vis-a-vis der Netzwerke zum Zwecke der Dämpfung der Entstehung des Wettbewerbs benutzen könnten.⁸⁵ In diesem Kontext sind das Regime des ungehinderten Zugangs Dritter zur Netzwerkinfrastruktur sowie Entflechtungsregelungen eingeführt worden. Der entscheidende Schritt in Richtung des Wettbewerbs ist in den darauf folgenden Jahren mit dem zweiten sowie mit dem dritten Bündel von Richtlinien gemacht worden.

Im Prinzip sind innerhalb der EU zwei Netzzugangsregimes vorgesehen, der verhandelte und der regulierte Netzzugang.⁸⁶ Demnach setzt ein regulierter Netzzugang voraus, dass die Netzzugangstarife nach objektiven Kriterien, ohne Diskriminierung und unter der Genehmigung wie der Veröffentlichung seitens einer Regulierungsbehörde auf einer *ex ante* Basis angewandt werden.⁸⁷ Andererseits werden im Sinne des verhandelten Zugangs die Zugangsbedingungen sowie die Entgelte zwischen den Parteien ausgehandelt.⁸⁸ Bei dieser Konstellation erfolgt die Beteiligung der Regulierungsbehörde auf einer *ex post* Basis. Der verhandelte Netzzugang ist nur in Deutschland umgesetzt worden. Zieht man ferner Parallelen zur Russischen Föderation, dann lässt sich feststellen, dass das dortige TPA-Regime der Kategorie des verhandelten Netzzugangs ähnelt.

⁸³ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 103.

⁸⁴ Lowe/Pucinskaite/Webster/Lindberg (2007), 23.

⁸⁵ Lowe/Pucinskaite/Webster/Lindberg (2007), 23.

⁸⁶ Hierzu siehe Nowak (2010), 3693 *et seq.*

⁸⁷ Art. 18(1) und Art. 19(4) der 2003-Gasrichtlinie [Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt].

⁸⁸ Art. 19(3) der 2003 Gasrichtlinie.

Das TPA-Regime wurde ferner von der Etablierung einer rechtlichen und einer buchhalterischen Entflechtung zwischen dem Produktionssektor und dem Transmissionsnetz abgesichert.⁸⁹ Im Zuge der buchhalterischen Entflechtung wird eine getrennte Rechnungslegung vorgeschrieben. Insbesondere hat die Bilanzierung so zu erfolgen, als ob die buchhalterisch getrennten Funktionsbereiche an sich selbständig wirtschaftende Segmente des Unternehmens wären.⁹⁰ Im Rahmen der rechtlichen Entflechtung sind die verschiedenen Bereiche des zu regulierenden Unternehmens zu separieren. Eine gemeinsame Führung mit anderen Bereichen (Erzeugung, Versorgung) durch Personalunion ist ausgeschlossen und der Informationsaustausch zwischen diesen Bereichen wird mit Hilfe von so genannten „Chinese Walls“ erschwert.⁹¹ Die Leitung des Netzwerkes und alle damit verbundenen Entscheidungen werden selbständig und ohne Einmischung des Mutterunternehmens gemacht.⁹²

Des Weiteren sind auch Ausnahmen vom TPA-Regime vorgesehen.⁹³ Netzzugang kann mithin verweigert werden aus: i) Kapazitäts- bzw. Effizienzgründen;⁹⁴ ii) gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen;⁹⁵ iii) ernsthaften wirtschaftlichen und finanziellen Schwierigkeiten aufgrund eines oder mehrerer Gaslieferungsverträge mit unbedingter Zahlungsverpflichtung, d.h. „Take-or-Pay“-Verträge;⁹⁶ iv) Investitionen in neue Gasinfrastruktur.⁹⁷ Der letztgenannte Grund schildert - ähnlich wie bei Patenten - die Gewährung von „Access Holidays“, d.h. von einer zeitlich befristet Freistellung von der Verpflichtung, Zugang zu einer wesentlichen Einrichtung zu gewähren.⁹⁸

Für solch neue Investitionsprojekte beantragen die europäischen Gasunternehmen Ausnahmen von dem TPA-Regime. Diese Ausnahmen hindern die jeweiligen sowie potenziellen Wettbewerber von diesen Investitionen zu profitieren, und gleichzeitig erlauben sie eine langfristige Reservierung von Kapazitäten.⁹⁹ Auf diese Weise können Dritte vom Zugang zum Netzwerk auf der Grundlage des „Access-Holidays“-Ansatzes ausgeschlossen werden. Die Ausnahmen werden im Rahmen eines zweistufigen Verfahrens jeweils von einer nationalen

⁸⁹ Lowe/Pucinskaite/Webster/Lindberg (2007), 24.

⁹⁰ Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 37.

⁹¹ Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 38.

⁹² Lowe/Pucinskaite/Webster/Lindberg (2007), 24.

⁹³ Hierzu ausführlich Nowak (2010), 3694 *et seq.*

⁹⁴ Art. 20(2) und Art. 21 der 2003-Gasrichtlinie.

⁹⁵ Art. 3(2) der 2003-Gasrichtlinie

⁹⁶ Art. 27 der 2003-Gasrichtlinie

⁹⁷ Art. 22 der 2003-Gasrichtlinie.

⁹⁸ Haucap/Heimeshoff (2005), 297.

⁹⁹ Haase/Bressers (2008), 13-14.

Regulierungsbehörde und der EU-Kommission genehmigt. Die Kriterien für die Zulassung einer Investitionsausnahme lauten wie folgt:¹⁰⁰

- i) „Durch die Investition werden der Wettbewerb bei der Gasversorgung und die Versorgungssicherheit verbessert;
- ii) das mit der Investition verbundene Risiko ist so hoch, dass die Investition ohne eine Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde;
- iii) die Infrastruktur muss Eigentum einer natürlichen oder juristischen Person sein, die zumindest der Rechtsform nach von den Netzbetreibern getrennt ist, in deren Netzen die Infrastruktur geschaffen wird;
- iv) von den Nutzern dieser Infrastruktur werden Gebühren erhoben;
- v) die Ausnahme wirkt sich nicht nachteilig auf den Wettbewerb oder das effektive Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes oder das effiziente Funktionieren des regulierten Netzes aus, an das die Infrastruktur angeschlossen ist.“

Im Allgemeinen indiziert die Gewährung solch einer Ausnahme, dass die Sicherheit der Gasversorgung im konkreten Fall einen Vorrang gegenüber einer puren Anwendung des Konzepts „Regulierung für Wettbewerb“ genießt.¹⁰¹

Wie hat sich allerdings das bereits dargestellte TPA-Regime und dessen Ausnahmen in der europäischen Praxis erwiesen?

Die Mitglieder der Generaldirektion „Wettbewerb“ der EU-Kommission haben in 2007 betont, dass die vorhandene Struktur die inhärenten Interessenkonflikte, die aus der vertikalen Integration entstehen, nicht beseitigen kann, da es Anreize und Möglichkeiten für Diskriminierung insbesondere in Bezug auf den Netzzugang Dritter gibt.¹⁰² In der Praxis werden verbundene Unternehmen bzw. Tochtergesellschaften des Netzbetreibers begünstigt, was eine Diskriminierung gegenüber deren Wettbewerber darstellt. Üblich sind auch Informationsabflüsse („information leakage“) zwischen Produktionsunternehmen und Netzbetreibern, die mit dem rechtlich separiert aber noch vertikal integrierten Unternehmen verbunden sind.¹⁰³ Abschließend ließen sich auch erhebliche Verzerrungen von

¹⁰⁰ Art. 22(1) der 2003-Gasrichtlinie.

¹⁰¹ Haase/Bressers (2008), 16.

¹⁰² Lowe/Pucinskaite/Webster/Lindberg (2007), 25.

¹⁰³ Lowe/Pucinskaite/Webster/Lindberg (2007), 26.

Investitionsanreizen feststellen. Mit Ausnahme der Nordischen Länder und des Vereinigten Königreichs hat sich in der Praxis der ungehinderte und diskriminierungsfreie Netzzugang Dritter im Gassektor als besonders schwer erwiesen.¹⁰⁴ Der deutsche Gasmarkt, wo der verhandelte Netzzugang umgesetzt wurde, ist durch erhebliche Zugangsprobleme gekennzeichnet. Hierzu zählt der Mangel an Transparenz bezüglich der technischen, vereinbarten und freien Kapazitäten sowie bezüglich der Ausgleichsmechanismen.¹⁰⁵ Die OECD hat schließlich in 2008 festgestellt, dass nach der Liberalisierung des deutschen Gasmarkts der Grad der vertikalen Integration infolge Fusionen zunahm.¹⁰⁶

Haase und Bressers (2008) haben die Ausnahmepraxis innerhalb der EU für die Jahre zwischen 2004 und 2007 analysiert. Sie stellten fest, dass 11 Infrastrukturprojekte in der Höhe von 11,2 Milliarden Euro von dem TPA-Regime ausgenommen wurden.¹⁰⁷ Die Dauer des Ausschlusses betrug in 10 von diesen Projekten 20-25 Jahre und der Effekt auf den Wettbewerb ist als „erheblich“ eingestuft worden.¹⁰⁸ Sie weisen weiterhin darauf hin, dass alle 11 formellen Anträge auf Gewährung einer Ausnahme vom Netzzugang genehmigt wurden. Ebenso stellt *van der Vijver* (2008) fest, dass in der Praxis die oben genannten Bedingungen so verstanden werden, dass fast jede neue Gasinfrastruktur von TPA ausgenommen wird.¹⁰⁹ Abschließend zieht er die Schlussfolgerung, dass aufgrund von dieser Praxis in Wirklichkeit das Prinzip des ungehinderten Netzzugangs im europäischen Gasmarkt nicht die Regel, sondern die Ausnahme bildet.¹¹⁰

Zusammenfassend zeigt sich, dass im europäischen Bereich das TPA-Regime nur beschränkten Erfolg hatte. Denn die Dominanz der bereits auf dem Markt etablierten Unternehmen konnte mittels Zugangsregulierung, die von einer rechtlichen wie buchhalterischen Separation abgesichert wurde, nicht abgeschwächt werden. In Deutschland, wo ein System des verhandelten Zugangs vergleichbar mit dem des russischen Gassektors eingeführt wurde, ließ sich sogar der Grad der vertikalen Integration steigern. Abgesehen von wenigen Ausnahmen wie dem Vereinigte Königreich und den Nordischen Ländern konnte das TPA-System an sich die Diskriminierungsanreize nicht beseitigen. Was die Verweigerung des Zugangs wegen Investitionen in Infrastrukturprojekte betrifft, wurden die

¹⁰⁴ Nowak (2010), 3698.

¹⁰⁵ Nowak (2010), 3697.

¹⁰⁶ Brandt (2008), 8.

¹⁰⁷ Haase/Bressers (2008), 17, 19.

¹⁰⁸ Haase/Bressers (2008), 17.

¹⁰⁹ van der Vijver (2008), 73.

¹¹⁰ van der Vijver (2008), 74.

Verweigerungskriterien so verstanden, dass fast jede neue Gasinfrastruktur von TPA ausgenommen wird.¹¹¹

Aufgrund der Interessenkonflikte, die aus der vertikalen Integration entstehen und zu einem diskriminierenden Netzzugang mit verzerrten Investitionsanreizen führen, haben Mitglieder der EU-Generaldirektion „Wettbewerb“ der EU-Kommission den Bedarf an vertikaler Entflechtung im Gasbereich unterstrichen.¹¹² Wenn demnach das gegenwärtige TPA-Regime in Russland – trotz der positiven Entwicklungen – nur einen beschränkten Erfolg versprechen kann,¹¹³ wie ist dann eine vertikale Separation des russischen Gassektors zu bewerten?

4 Vertikale Separation

4.1 Problematik

Die vertikale Separation stellt eine intensivere Restrukturierungsmaßnahme als die Gewährung von Zugang in die Netzinfrastuktur dar. Innerhalb der EU hat nur das Vereinigte Königreich eine ernste Erfahrung mit der vertikalen Separation gemacht. *Pollitt* (2008) hebt hervor, dass in den letzten Jahren die Option der vertikalen Entflechtung in Spanien, Dänemark,¹¹⁴ Schweden und die Niederlande angenommen worden ist.¹¹⁵ Sowohl im Vereinigten Königreich als auch in den Vereinigten Staaten hat sich die Restrukturierung des Gassektors in Sinne des Modells „vertikale Separation“ als erfolgreich erwiesen.¹¹⁶ In der Literatur werden diese Reformen ohne Weiteres als eine Verbesserung des früheren Regimes der vertikalen Integration angesehen.¹¹⁷ Im Gegensatz zum Stromsektor ist bisher die Anzahl der Beispiele von vertikaler Entflechtung im Gasbereich sowie das Vorhandensein von Case-Studies eingeschränkt,¹¹⁸ sodass man keine festen allgemeinen Schlussfolgerungen bzw. Tendenzen feststellen kann.

¹¹¹ van der Vijver (2008), 73. Ruft man ferner die von Gazprom getätigten Infrastrukturprojekten im Exportbereich in Erinnerung, dann lässt sich auch die Schlussfolgerung ziehen, dass trotz vorhandener Kapazitäten ein etwaiger Zugang unabhängiger Gasproduzenten in die neuen Pipelineprojekte wegen der Gewährung von „Access Holidays“ für eine Periode von etwa 20-25 Jahren ausgeschlossen wäre.

¹¹² Lowe/Pucinskaite/Webster/Lindberg (2007), 33 *et seq.*

¹¹³ Vgl. hierzu auch die Bedenken von Дерябина (2006), 107.

¹¹⁴ Die Restrukturierung des Gassektors von Seiten Dänemarks wird von *Dorigoni/Pontoni* (2008), 19 deshalb kritisiert, weil durch diese Reform die dänische Regierung der einzige Aktionär des Transmissionsnetzwerkes geworden ist. Daher ist es fraglich, ob solche eine Nationalisierung der wesentlichen Einrichtungen das eigentliche Ziel der EU-Gasrichtlinien ist.

¹¹⁵ Pollitt (2008), 710.

¹¹⁶ Pollitt (2008), 710.

¹¹⁷ Newbery (2004), 19; Pollitt (2008), 710.

¹¹⁸ Hierzu Pollitt (2008), 710.

Als großer Vorteil der vertikalen Separation werden die Deregulierung, die Wettbewerbsförderung sowie die Einschränkung des Favoritismus und des Diskriminierungspotenzials seitens des Monopolisten vorgebracht.¹¹⁹ Andererseits wird darauf hingewiesen, dass bei einer vertikalen Separation Verbundvorteile verloren gehen und ein Unterinvestitionsrisiko entstehen kann.¹²⁰ Die Argumente für die eine oder die andere Option entfalten allerdings eine unterschiedliche Gewichtung je nach Infrastruktursektor, Standort oder zeitlichem Referenzpunkt.¹²¹ Eine Restrukturierungsoption, die für Australien geeignet ist, ist zum Beispiel nicht notwendigerweise auch für Argentinien geeignet. Ebenso wenig kann eine erfolgreiche Reform des Eisenbahnsektors in Richtung vertikale Separation im Telekommunikationsbereich funktionieren. Während also für bestimmte Länder oder Industriesektoren die vertikale Entflechtung die beste Lösung sein kann, könnte in anderen Fällen das Modell des vertikal integrierten Monopolisten die am besten geeignete wirtschaftspolitische Entscheidung darstellen.

4.2 Bewertungsaspekte

Anstatt pauschale Urteile für oder gegen die vertikale Entflechtung vorzubringen, kommt es vielmehr darauf an, in jedem Einzelfall bzw. in jeder Netzindustrie eine sorgfältige Einzelprüfung durchzuführen.¹²² Für die Beurteilung von Restrukturierungsoptionen im Infrastruktursektor und insbesondere bei einer wirtschaftspolitischen Entscheidung für oder gegen eine vertikale Separation haben *Haucap/Heimeshoff/Uhde* (2008) sowie *Pittman* (2002) ein mehrstufiges Bewertungsschema ausgearbeitet. Hiernach sollte man sich grundsätzlich mit den folgenden Aspekten auseinandersetzen:¹²³

- Diskriminierungspotenzial des Betreibers einer wesentlichen Einrichtung bzw. inwiefern der Wettbewerb geschädigt wird und wie einfach oder schwierig dies durch Regulierungsbehörden kontrolliert werden kann bzw. politische Tradition, Rechtsprechung und Vollzug von Regulierungsvorschriften;
- Verbundvorteile, die bei einer Entflechtung verloren gehen („economies of scope“);
- Einfluss der Entflechtung auf die Investitionsanreize;

¹¹⁹ Pittman (2002), 3.

¹²⁰ Pittman (2002), 3; Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 40.

¹²¹ Pittman (2002), 3.

¹²² Pittman (2002), 3, 5; Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 41.

¹²³ Pittman (2002), 5; Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 41; aufgrund von mangelnder Literatur ist eine Befassung mit der Frage der Höhe der einmaligen Trennungskosten infolge einer Separation nicht möglich. Gemäß Baarsma/de Nooij/Kosterb/van der Weijden (2007), 1788 erwies sich die Höhe solcher Kosten anlässlich der Restrukturierung des niederländischen Elektrizitätssektors in Richtung vertikaler Separation als erheblich.

- Einfluss der Entflechtung auf die Skalenerträge („economies of scale“);
- Einfluss der Entflechtung auf die technologische Innovation;
- weitere relevante Faktoren;

Auf der Grundlage dieser methodologischen Herangehensweise soll im Folgenden die Frage der vertikalen Entflechtung des russischen Gassektors behandelt werden. In Anlehnung an *Pittman* (2002) und *Haucap/Heimeshoff/Uhde* (2008) wird zu diesem Zweck allgemein theoretische, empirische sowie landesspezifische Literatur bei der Behandlung jedes einzelnen Aspekts berücksichtigt. Da jedoch der letzte Aspekt institutioneller Natur ist, wird er in diesem Kapitel nicht näher behandelt.

4.2.1 Diskriminierungspotenzial und dessen Kontrolle

4.2.1.1 Diskriminierungspotenzial

Die Gefahr eines Behinderungsmissbrauchs von Seiten Gazproms erscheint in der russischen Gaswirtschaft aufgrund der Subventionierung, der Transitpreise, der Anreize zu einem diskriminierten Netzzugang sowie des rechtlich normierten Exportmonopols besonders akut.¹²⁴

Anders als in der Praxis von entwickelten Staaten sowie Transitländern, wo spezifische nationale Behörden das Preisniveau bestimmen und darunter liegende Preise als Dumping-Preise bezeichnet und verboten werden, verlangen die staatlichen Behörden in der Russischen Föderation, dass die Produktionsunternehmen Gas zu Dumping-Preisen erzeugen.¹²⁵ Diese Form der Subventionierung ist in der russischsprachigen Literatur als einmalige internationale Praxis bezeichnet worden.¹²⁶ Es wird darauf hingewiesen, dass Gazprom vor allem in der Vergangenheit deshalb nicht bankrott gegangen ist, weil es durch die höheren Exportpreise subventioniert wurde.¹²⁷

Eine zweite Subventionierungsform stellte bis vor zehn Jahren die Entstehung von nicht-monetären Beziehungen in Gestalt von unternehmensinternen Krediten, Tausch-Krediten sowie das Zulassen einer Nichtzahlungspolitik, die die Gaskonsumenten gegenüber dem

¹²⁴ Vgl. auch die entsprechende Herangehensweise von *Haucap/Heimeshoff/Uhde* (2008), 54, 60.

¹²⁵ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98; Locatelli (2003), 5.

¹²⁶ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98.

¹²⁷ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98.

Unternehmen entwickelt haben.¹²⁸ Auf diese Weise wurde derart der Cashflow des Unternehmens gestört, sodass sich der Unterschied zwischen den nominellen und effektiven Preisen als erheblich erwies.¹²⁹ *Grigoryev* (2007) weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass schon im Jahre 2007 diese Subventionierungsformen beseitigt sein sollten.¹³⁰

Bezüglich der Transitpreise wird darauf hingewiesen, dass Gazprom den unabhängigen Produzenten gegenüber einen wettbewerblichen Vorteil in der Form sichert, indem zweimal höhere Transporttarife erhoben werden, als dies das Unternehmen selbst oder dessen Tochtergesellschaften kostet.¹³¹

Hinzu kommt die Tatsache, dass der Zugang Dritter in das Pipelinesystem durch das Unternehmen selbst geregelt wird. Die damit verbundenen Diskriminierungsanreize werden dadurch erhöht, dass es keine Angaben bezüglich der Kapazitäten im innerrussischen Gasbereich gibt. Weder eine private noch eine öffentliche Körperschaft verfügt über Informationen bezüglich des Niveaus der Pipelinennutzung.¹³² Es gibt somit eine große Informationsasymmetrie, welche die tatsächliche Kontrolle der Angaben von Gazprom bezüglich des Zugangs erschwert.¹³³ Hinzu kommt auch die Tatsache, dass sich in Deutschland der Erfolg eines solchen verhandelnden Netzzugangs weniger als mäßig erwies.¹³⁴

Pfaffrath-Dorn (2007) weist ferner darauf hin, dass die Diskrepanz zwischen dem Volumen an Gasvorräten¹³⁵ (etwa 30%) und der Produktionsrate¹³⁶ (etwa 20 %) der Konkurrenten von Gazprom nicht nur Ausdruck unternehmensinterner Faktoren wie die Unerfahrenheit im Handel und in der Vermarktung mit Erdgas und Kapitalausstattung, sondern auch Ausdruck unternehmensexterner Einflüsse, wie die des von Gazprom diktierten handelsverzerrenden Transporttarifs, der ungenügenden Zutrittsmöglichkeit zur Infrastruktur und der von der Politik vorgegebenen niedrigen Inlandspreise ist.¹³⁷

¹²⁸ Locatelli (2003), 6.

¹²⁹ Locatelli (2003), 6.

¹³⁰ Grigoryev (2007 a), 3039.

¹³¹ Алабердеев (2010), 62.

¹³² Ahrend/Thompson (2005), 807.

¹³³ Vgl. etwa die Ausführungen von Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 42.

¹³⁴ Nowak (2010), 3697; Brandt (2008), 8; sowie oben 3.4.

¹³⁵ Siehe oben Fußnote Nr. 26.

¹³⁶ Siehe oben 3.3.1, Tabelle 3.

¹³⁷ Pfaffrath-Dorn (2007), 145.

Der Ausschluss der unabhängigen Gasproduzenten von dem Exportmarkt wird weiterhin als eine besonders wettbewerbsverzerrende Maßnahme betrachtet. Wie *Locatelli* (2003) hervorhebt, ist die Forderung zum ungehinderten Zugang zu Gazproms Transportsystem nicht nur mit dem innerrussischen Gasmarkt, sondern auch mit den Exportmärkten verbunden.¹³⁸ Denn ein solcher Zugang kann größere Gewinne garantieren. Die hohen Transitpreise, die relativ niedrigen Gaspreise - mithin Preisverzerrungen - sowie die Gewährung eines rechtlichen Exportmonopols hindern jedoch den Gasexport durch die unabhängigen Unternehmen, obwohl aus technischer Sicht freie Kapazitäten vorhanden sind.¹³⁹

4.2.1.2 Schwierigkeitsgrad der Kontrolle des Diskriminierungspotenzials

Die Frage, wie einfach oder schwer die Regulierungsbehörden einer Jurisdiktion eine Diskriminierung kontrollieren können ist eng mit der Qualifikation der regulatorischen Fähigkeiten eines Landes in der fraglichen Zeit verbunden. Für eine solche Bewertung sind gemäß *Pittman* (2002) sowohl die Fähigkeiten der Regulierungsbehörden als auch die Effektivität des Justizwesens in Bezug auf die Durchsetzung von regulatorischen Aufträgen von Bedeutung.¹⁴⁰ Für die Bewertung dieser Indikatoren wird auf die unter den Auspizien der Weltbank entwickelte Studie zu weltweiten Indikatoren der Governance von *Kaufmann/Kraay/Mastruzzi* (2010) verwiesen. Demnach sollten die Indikatoren „Effektivität der Regierung“, „Regulierungsqualität“ und „Rechtsstaatlichkeit“ berücksichtigt werden,¹⁴¹ deren Inhalt wie folgt definiert wird:¹⁴²

- Unter „Effektivität der Regierung“ werden insbesondere die Wahrnehmungen der Qualität der öffentlichen Dienstleistungen, der Qualität des öffentlichen Dienstes und dessen Grad an Unabhängigkeit von politischem Druck sowie der Qualität der Politikgestaltung und Umsetzung erfasst.
- Unter „Regulierungsqualität“ werden Wahrnehmungen bezüglich der Fähigkeiten der Regierung erfasst, eine gründliche Politik und Vorschriften zu formulieren und zu implementieren, welche die Entwicklung des Privatsektors erlauben und fördern.
- Unter „Rechtsstaatlichkeit“ werden insbesondere die Qualität der Vertragsdurchsetzung, des Eigentumsrechts, der Gerichte und der Polizei erfasst.

¹³⁸ Locatelli (2003), 5.

¹³⁹ Алабердеев (2010), 62.

¹⁴⁰ Pittman (2002), 5.

¹⁴¹ Vgl. auch Pittman (2002), 21.

¹⁴² Die Definitionen stammen aus Kaufmann/Kraay/Mastruzzi (2010), 4 *et seq.*

Die unten stehende Tabelle zeigt die Werte dieser drei Indikatoren für die Russische Föderation sowie für die anderen BRICS-Ländern.

Tabelle 5: Indikatoren der Effektivität der Governance in den BRICS-Ländern (2010)

Indikator	Niedrigster Wert	Brasilien	Russland	Indien	China	Südafrika	Höchster Wert
Effektivität der Regierung	-2,24 (Somalia)	+0,07	-0,39	-0,01	+0,12	+0,34	+2,24 (Singapur)
Regulierungsqualität	-2,44 (Nordkorea)	+0,19	-0,39	-0,39	-0,23	+0,39	+1,90 (San Marino)
Rechtsstaatlichkeit	-2,42 (Somalia)	+0,00	-0,78	-0,06	-0,35	+0,10	+1,97 (Finnland)

Quelle: http://info.worldbank.org/governance/wgi/sc_country.asp (zuletzt besucht am 07. 07. 2012).

Vor jeglicher Bewertung bezüglich der regulatorischen Fähigkeiten der Russischen Föderation sollte man gemäß *Pittman* (2002) die Tatsache berücksichtigen, dass es sich um das geographisch größte Land der Welt handelt. Ein weiterer zu berücksichtigender Punkt ist, dass die Regierungsgewalt auf die „Oblasts“ übertragen worden ist. Mit anderen Worten: Das, was von den Behörden entschieden wird, ist nicht stets das, was gemacht wird.¹⁴³ In der Tat beträgt der Index „Effektivität der Regierung“ für Russland -0,39. Dies stellt den niedrigsten Wert innerhalb der BRICS-Länder dar. Eine zusätzliche Besonderheit bildet der Mangel an jeglicher Erfahrung mit marktbezogener Infrastrukturegulierung. Der Index „Regulierungsqualität“ für Russland und Indien beträgt -0,39. Dies ist der niedrigste Wert innerhalb der BRICS-Ländern. Ein weiterer Fakt ist laut *Pittman* (2002) sowohl die gegenwärtige als auch die historisch gesehen schwache Rechtsstaatlichkeit.¹⁴⁴ Der Index „Rechtsstaatlichkeit“ ist für Russland wiederum der niedrigste und beträgt -0,78.

4.2.1.3 Ergebnis

Da sich sowohl das Regulierungssystem also auch das Justizwesen Russlands als schwach erweisen und die Diskriminierungsanreize des Monopolisten (also Gazprom) hoch sind, könnte in Anlehnung an die Analyse der Restrukturierung des russischen Elektrizitätssektors von *Pittman* (2002) eine vertikale Separation des russischen Gassektors zu empfehlen sein.¹⁴⁵ Solch eine Maßnahme könnte laut *Tarr* (2010) tatsächlich einen effektiven Zugang Dritter erwirken und gleichzeitig zu einer Zunahme der Erdgasproduktion seitens Russlands führen.¹⁴⁶ In gleicher Weise könnte der Wettbewerb zwischen Firmen im Exportbereich die

¹⁴³ Pittman (2002), 23.

¹⁴⁴ Pittman (2002), 23.

¹⁴⁵ Vgl. etwa Pittman (2002), 24-25.

¹⁴⁶ Tarr (2010), 10.

Monopolprofite von Russland infolge des Verkaufs von Gas an die Europäischen Länder erodieren.¹⁴⁷ Mangels eines Exportmonopols seitens Gazprom könnte jedoch nach *Tarr* (2010) die Russische Föderation noch Monopolprofite aus dem Gasexport extrahieren, indem die gasexportierenden Unternehmen mit einer Exportsteuer belastet werden würden. Solch ein System dürfte sogar größere Profite für die Russische Föderation garantieren, da das Gas von dem effizientesten Gaserzeuger bereitgestellt werden würde.¹⁴⁸

4.2.2 Verbundvorteile

In der Theorie zählt der Verlust an vertikalen Verbundvorteilen bzw. Synergieeffekten als ein Nachteil der vertikalen Entbündelung.¹⁴⁹ Insbesondere handelt es sich darum, dass das Vorhandensein gemeinsam nutzbarer Produktionsfaktoren und technisch aufeinander abgestimmter Produktionsverfahren Vorteile etabliert, wenn die Gesamtkosten eines integrierten Unternehmens aufgrund günstigerer Kostenfunktionen niedriger sind als bei mehreren Unternehmen.¹⁵⁰ *Growitsch/Müller/Strozik* (2008) weisen darauf hin, dass im Energie- und insbesondere im Gassektor bei einer Separation betriebliche Verbundvorteile sowohl zwischen der Netzinfrastruktur und der Produktion als auch zwischen der Netzinfrastruktur und dem Vertrieb auftreten können.¹⁵¹ In diesem Zusammenhang unterstreicht *Newbery* (2001), dass Verbundvorteile auftreten, da der Betreiber eines Transmissionsnetzwerkes den korrekten Druck in allen Pipelines vom Bohrturm aus bis zur Brennerspitze aufrechterhalten muss.¹⁵² Andernfalls könnten Druckschwankungen zum Eindringen von Luft in die Pipelines und somit zu Explosionen führen.¹⁵³

Ahrend/Thompson (2005) erkennen in diesem Kontext an, dass Speicherkapazitäten im russischen Gassektor eingeschränkt sind und die ununterbrochene Lieferung an die Konsumenten entscheidend ist.¹⁵⁴ *Gazprom* (2003) bringt hervor, dass das UGSS-System auf der wechselseitigen Beziehung zwischen Erzeugung, Transport, Speicherung, Verarbeitung und Verteilung von Erdgas beruht und daher dieses System nur unter der klaren Interaktion all dieser Komponenten funktionieren kann.¹⁵⁵ Dies wird dahingehend verstanden, dass nach

¹⁴⁷ Tarr (2010), 10.

¹⁴⁸ Tarr (2010), 11.

¹⁴⁹ Hierzu mit näheren Einzelheiten Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 39; *Growitsch/Müller/Strozik* (2008), 27.

¹⁵⁰ *Growitsch/Müller/Strozik* (2008), 27.

¹⁵¹ *Growitsch/Müller/Strozik* (2008), 28.

¹⁵² *Newbery* (2001), 88.

¹⁵³ *Newbery* (2001), 88.

¹⁵⁴ *Ahrend/Thompson* (2005), 814.

¹⁵⁵ *Gazprom* (2003) 3; *Ahrend/Thompson* (2005), 814.

Ansicht des Unternehmens der Verlust an Verbundvorteile im Falle einer vertikalen Separation enorm sein dürfte.¹⁵⁶ Andererseits wird in der Literatur fast einheitlich anerkannt, dass im Gasbereich die Verbundvorteile und die damit verbundenen Verluste im Falle einer Separation niedriger sind als im Kommunikations- oder im Stromsektor.¹⁵⁷ Aufgrund dessen und unter Berufung auf die Erfahrung anderer Ländern ziehen *Ahrend/Thompson* (2005) die Schlussfolgerung, dass das Argument der engen Integration, auf die sich Gazprom beruft, nicht erforderlich ist.¹⁵⁸

4.2.3 Investitionsanreize

Die allgemeine Transaktionskostenliteratur weist darauf hin, dass im Falle einer vertikalen Entflechtung ein Unterinvestitionsrisiko entsteht.¹⁵⁹ Investitionen in die Netzinfrastruktur sind als spezifische Investitionen zu charakterisieren, d.h. sie sind zu einem großen Teil marktirreversibel („sunk costs“).¹⁶⁰ Bei einer vertikalen Separation besteht somit die Gefahr, dass sich der investierende Netzbetreiber zukünftig nur noch einen Teil seiner Investitionsrente aneignen kann.¹⁶¹ *Haucap* (2007) impliziert, dass solch ein Problem vor allem im Gasbereich zu erwarten ist, da das Pipelinesystem, dessen Großteil bestimmten Gasfeldern zugeordnet ist, eine spezifische Investition darstellt.¹⁶²

Die meisten theoretischen Analysen stellen keine positive Auswirkung der vertikalen Separation auf die Investitionsanreize fest.¹⁶³ Andererseits ist die Anzahl der Studien, die sich speziell mit dem Gassektor auseinandersetzen, äußerst gering.

- Ohne jegliche Bezugnahme auf den Gassektor wird die Annahme, dass unter vertikaler Integration die Investitionsanreize höher als im Falle der Separation sind, von *Buehler/Schmutzler/Benz* (2004) bestätigt.¹⁶⁴
- *Brunekreeft/Ehlers* (2005) untersuchen im Rahmen der Privatisierungsdebatte in den Niederlanden die Effekte der Entflechtung der Verteilungsnetzbetreiber im

¹⁵⁶ Ahrend/Thompson (2005), 814.

¹⁵⁷ Growitsch/Müller/Strozik (2008), 32; Ahrend/Thompson (2005), 814.

¹⁵⁸ Ahrend/Thompson (2005), 814.

¹⁵⁹ Hierzu mit weiteren Nachweisen Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 40; Growitsch/Müller/Strozik (2008), 20; Haucap (2007), 304.

¹⁶⁰ Hierzu Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 40.

¹⁶¹ Haucap/Heimeshoff/Uhde (2008), 40.

¹⁶² Haucap (2007), 305.

¹⁶³ Hierzu siehe auch Growitsch/Müller/Strozik (2008), 37.

¹⁶⁴ Buehler/Schmutzler/Benz (2004), 253 *et seq.*

einheimischen Stromsektor. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass eine Entflechtung die Investitionen in das Erzeugungssegment verzerren und darüber hinaus auch verhindern kann.¹⁶⁵ Jedoch betrifft auch diese Studie nicht den Gas-, sondern den Stromsektor.

- Die Studie von *Cremer/Crémer/Donder* (2006) vergleicht die Auswirkungen einer rechtlichen und einer eigentumsrechtlichen Entflechtung, die diese auf die Investitionsanreize des Netzbetreibers haben. Hierbei liegt ein besonderer Fokus auf den Gassektor vor.¹⁶⁶ Diese Studie kommt unter anderem zu dem Ergebnis, dass die Option der vertikalen Integration in der Tat mehrere Investitionen als die der Entflechtung ermöglicht.

Was die Erkenntnisse der Empirie anbelangt, werden die Effekte der Separation auf die Investitionsanreize im Gassektor entweder nicht behandelt oder aggregiert zusammen mit anderen Sektoren untersucht.

- Die oftmals zitierte Studie von *Copenhagen Economics* (2005) setzt sich nicht mit der Frage des Einflusses der Marktöffnung auf die Investitionen auseinander, obwohl in dieser Studie jeweils Strom und Gas als verschiedene Netzsektoren behandelt werden.¹⁶⁷
- Ebenso wird diese Frage in der Studie von *Ernst & Young* (2006) aufgrund mangelnder Evidenz nicht näher behandelt. In dieser Untersuchung werden nur die Effekte der Liberalisierung im Stromsektor vier europäischer Länder erörtert.¹⁶⁸
- Auf der Grundlage von OECD-Daten erforschen *Alesina/Ardagna/Nicoletti/Schiantarelli* (2005) die Effekte von Regulierungsreformen bzw. Deregulierung und Privatisierung auf die Investitionen. Gegenstand der Untersuchung ist der Verkehrs-, Kommunikations-, sowie der Energiesektor. Unter der Rubrik „Utilities“ werden insbesondere Elektrizität und Gas zusammengefasst. Das Ergebnis dieser Untersuchung zeigt, dass eine Reduktion der Markteintrittsbarrieren zu größeren Investitionen führt. Liberalisierung des Markteintritts

¹⁶⁵ Brunekreeft/Ehlers (2005), Folie Nr. 19, 23.

¹⁶⁶ Cremer/Crémer/Donder (2006), 22 *et seq.*

¹⁶⁷ Copenhagen Economics (2005), 228 *et seq.*

¹⁶⁸ Ernst & Young (2006), 66 *et. seq.*

sowie die Privatisierung haben somit einen substantiellen Effekt auf die Investition.¹⁶⁹ *Pollitt* (2008) versteht diese Schlussfolgerung dahingehend, dass die Investition steigt, sobald der Grad der vertikalen Separation sinkt.¹⁷⁰ *Growitsch/Müller/Stronzik* (2008) kritisieren andererseits die Schlussfolgerung von *Alesina/Ardagna/Nicoletti/Schiantarelli* (2005) dahingehend, dass die Ergebnisse nicht nach einzelnen Sektoren aufgeschlüsselt werden.¹⁷¹ Es werde schlicht der aggregierte Gesamteffekt über alle Länder und alle drei Netzsektoren ausgewiesen, sodass wegen dieser Vorgehensweise die Wirkungszusammenhänge im Gassektor nicht separiert werden können.¹⁷² Darüber hinaus könne der Effekt der Entflechtung nicht isoliert betrachtet werden, da die Separation nur einen Unteraspekt der Markteintrittsbarrieren darstellt.¹⁷³

- Bei der Untersuchung im niederländischen Stromsektor bezogen auf die Effekte der Entflechtung der Verteilungsnetzbetreiber beschränken sich *Brunekreeft/Ehlers* (2005) auf die schlichte Bemerkung, dass der quantitative Effekt der Separation auf die Investitionstätigkeit unklar und zugegebenerweise nicht sehr groß ist.¹⁷⁴
- Die zeitlich aktuellste Studie in diesem Bereich von *Growitsch/Stronzik* (2011) bezeichnet die empirische Analyse der Effekte der vertikalen Separation von Gastransmissionsnetzwerke auf die Investitionen als ein interessantes Forschungsthema.¹⁷⁵

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass im Gegensatz zu der Transaktionskostenliteratur weder die Theorie noch die Empirie klare Aussagen bezüglich der Effekte einer vertikalen Entflechtung auf die Investitionsanreize liefern können. Eine positive Auswirkung der Entflechtung lässt sich in der theoretischen Literatur nicht feststellen. Die Erörterung dieser Frage im Hinblick auf den Gassektor erweist sich als mangelhaft. In gleicher Weise ist die empirische Literatur wegen mangelnder Daten oder höher Aggregation nicht hinreichend aufschlussreich.

¹⁶⁹ Alesina/Ardagna/Nicoletti/Schiantarelli (2005), 791, 819.

¹⁷⁰ Pollitt (2008), 708.

¹⁷¹ Growitsch/Müller/Stronzik (2008), 37.

¹⁷² Growitsch/Müller/Stronzik (2008), 37.

¹⁷³ Growitsch/Müller/Stronzik (2008), 37.

¹⁷⁴ Brunekreeft/Ehlers (2005), Folie Nr. 23.

¹⁷⁵ Growitsch/Stronzik (2011), 16.

Was den russischen Gassektor betrifft, knüpft *Grigoryev* (2007) die Frage der Investitionsanreize an den Punkt der innerrussischen Preisproblematik.¹⁷⁶ Die angestrebte Preissteigerung des russischen Gases soll demnach eine intensivere Betätigung von Investitionen im Bereich der Infrastruktur und der Produktion ermöglichen. Weiterhin argumentiert *Grigoryev* (2007), dass eine etwaige Separation die Investitionen von Gazprom in die Infrastruktur aufheben würde. Die Kapitalinvestitionen von Gazprom im Bereich der Infrastrukturentwicklung im Jahr 2008 erreichten 219,8 Milliarden Rubel, d. h. sie betrugen 43,4 % mehr als im Jahre 2007.¹⁷⁷ Die Investitionen in den Gastransport stiegen um 28,8 % im Vergleich zu 2007 und addierten sich zu 227,5 Milliarden Rubel. Weiterhin wurden 35,8 Milliarden Rubel in die Modernisierung und Verbesserung des Gastransmissionssystems investiert und weitere 44,9 Milliarden Rubel, also 45,5 % mehr als im Jahr zuvor, wurden für die Gasverarbeitung ausgegeben. Ein von Gazprom separiertes Wirtschaftssubjekt würde nach Ansicht von *Grigoryev* (2007) nicht imstande sein, derartige Investitionen mittels Einnahmen aus Transitgebühren fortzusetzen.¹⁷⁸ Zugleich wird in der Literatur zusammen mit der Kritik des selektiven Investitionsverhalten von Gazprom auf die Stimulierung der Tätigkeit der unabhängigen Produzenten mittels Stärkung des Third-Party-Access-Regimes für die Amortisierung von Investitionen hingewiesen.¹⁷⁹

4.2.4 Skalenerträge

Das Streben nach einer strikten vertikalen Separation mittels Stärkung des Wettbewerbes auf der Produktionsebene kann die Skaleneffekte („economies of scale“) nach *Ahrend/Thompson* (2005) erheblich beeinflussen. Die Entwicklung von neuen und entwicklungsfähigen Gasfeldern in Ostsibirien, in Fernostsibirien sowie den Gewässern des Eismeeress setzt extreme Investitionen voraus.¹⁸⁰ Die große Entfernung, die damit verbundenen Transportkosten, die außergewöhnlichen geologischen und klimatischen Bedingungen sowie die besonders hohen Extraktionskosten in diesen Feldern tragen dazu bei, dass die Skaleneffekte extrem hoch sind.¹⁸¹ Ein starkes vertikal integriertes Unternehmen wie Gazprom ist in der Tat imstande, derartige Investitionen zu tragen, wobei große Unternehmen

¹⁷⁶ Grigoryev (2007 a), 3039.

¹⁷⁷ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 23. 04. 2010), 68.

¹⁷⁸ Grigoryev (2007 a), 3042.

¹⁷⁹ Siehe zum Beispiel Grigoryev (2007 b), 132; Ahrend/Thompson (2005), 804, 807, 813; Алабердеев (2010), 66.

¹⁸⁰ Алабердеев (2010), 63.

¹⁸¹ Алабердеев (2010), 63; Ahrend/Thompson (2005), 815.

nach internationalen Standards nicht in der Lage sind, solche finanziellen Lasten alleine zu tragen.¹⁸²

Bei derartigen Projekten ist oftmals eine Kooperation mit ausländischen Unternehmen erforderlich. In Zentralasien arbeitet Gazprom beispielsweise mit dem kasachstanischen Mineralölunternehmen *KazMunayGas* zusammen.¹⁸³ Weiterhin hat Gazprom im Rahmen des Sakhalin-II-Projektes mit den Unternehmen *Shell*, *Mitsui* und *Mitshubishi* kooperiert und entsprechende Abkommen abgeschlossen.¹⁸⁴ In diesen Fällen hat ein großes und vertikal integriertes Unternehmen wie Gazprom nicht nur größere Verhandlungsmacht gegenüber anderen Partnerunternehmen, sondern kann vielmehr eine leichtere Weiterfinanzierung durch internationale Kreditinstitute sichern.¹⁸⁵ Bei einer Separation würden im konkreten Fall demnach erhebliche negative Effekte auf die Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten entstehen.

4.3.5 Technologische Innovation

Während die ökonomische Theorie bezüglich der Effekte der Liberalisierung auf die technologische Innovation variieren kann, lässt sich aus der empirischen Literatur eine klare Schlussfolgerung ziehen.¹⁸⁶ Zum Zwecke der Messung der Beziehung zwischen technologischer Innovation und vertikaler Integration werden die Ausgaben für Forschung und Entwicklung (F&E) als Proxy-Variable für technologisch innovative Leistungen genutzt. Die grundlegende Studie von *Cohen/Klepper* (1996) ist zu dem eindeutigen Ergebnis gekommen, dass (i) die Wahrscheinlichkeit der Durchführung von F&E mit der Unternehmensgröße steigt; (ii) F&E und Unternehmensgröße in einem engen und positiven Zusammenhang innerhalb der Industriebranchen stehen; (iii) in den meisten Branchen F&E proportional mit der Unternehmensgröße steigt; (iv) die Zahl der Patente oder Innovationen pro Dollar des F&E mit der Unternehmensgröße sinkt.¹⁸⁷

Aus sektorspezifischer Sicht haben *Armour/Teece* (1980) festgestellt, dass es einen statistisch signifikanten Zusammenhang zwischen vertikaler Integration und technologische Innovation in der US-amerikanischen Ölindustrie für den Zeitraum zwischen 1954-1975 gibt.¹⁸⁸ In

¹⁸² Ahrend/Thompson (2005), 815.

¹⁸³ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 64.

¹⁸⁴ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 30.

¹⁸⁵ Hierzu Ahrend/Thompson (2005), 815; de Nooij/Baarsma (2009), 5454; Mulder/Shestalova/Zwart (2007), 308.

¹⁸⁶ Hierzu ausführlich Jamasb/Pollitt (2008), 998 *et seq.*

¹⁸⁷ Cohen/Klepper (1996), 946.

¹⁸⁸ Armour/Teece (1980), 470, 473.

gleicher Weise zeigt eine kleine Anzahl von Studien, die der Reform des US-amerikanischen Stromsektors gewidmet sind, dass der Aufwand im Bereich der F&E mit der Firmgröße korreliert.¹⁸⁹ In der Tat haben *Jamasb/Pollitt* (2008) bestätigt, dass die Reformen im europäischen Elektrizitätssektor im Wege der Liberalisierung zum Zwecke der Transformation eines vertikal integrierten Staatsmonopols in einem privaten wettbewerbsfähigen Sektor zu einer Abnahme der F&E-Ausgaben geführt haben.¹⁹⁰ Die Studie von *Sterlacchini* (2006) untersucht unter dem Titel „Energie“ sowohl den Gas- als auch den Stromsektor.¹⁹¹ Hier wird es abermals festgestellt, dass die Restrukturierungsmaßnahmen im Rahmen der Liberalisierung des europäischen Energiemarkts zu einer erheblichen Reduktion der F&E sowohl in der Strom-, als auch in der Gasindustrie geführt haben. In diesem Kontext wird auch kritisiert, dass diesen Effekten geringere Aufmerksamkeit geschenkt wurde, weil sich Investoren, Marktanalytiker und Policymakers in erster Linie auf die kurzfristige Profitabilität fokussiert haben.¹⁹²

Aus der allgemeinen sowie sektorspezifischen empirischen Literatur lässt sich somit die Schlussfolgerung ziehen, dass bei einer vertikalen Separation der Grad der technologischen Innovation sinkt.

In Bezug auf die technologische Innovation im russischen Sektor weist *Stern* (2009) darauf hin, dass das russische Knowhow im Bereich der arktischen Leitungstechnologie zur Weltspitzen gehört, da nirgendwo auf der Welt Projekte wie z.B. die Entwicklung der Jamal-Feldern oder Projekte in vergleichbaren Maßstäben übernommen worden sind.¹⁹³ Grundsätzlich werden die angewandten technologischen Standards von Gazprom als wegweisend bezeichnet. Zweifel werden andererseits bezüglich des Schwierigkeitsgrads der Herausforderungen für das Unternehmen hervorgebracht.¹⁹⁴

4.3 Ergebnis

Um festzustellen, ob die vertikale Separation eine Restrukturierungsoption des russischen Gassektors darstellen kann, wurde das von *Haucap/Heimeshoff/Uhde* (2008) sowie *Pittman* (2002) ausgearbeitete Bewertungsschema angewendet. Demnach wurden die folgenden Aspekte erörtert: (i) Diskriminierungspotenzial von Gazprom und wie einfach oder schwierig

¹⁸⁹ Jamasb/Pollitt (2008), 999-1000.

¹⁹⁰ Jamasb/Pollitt (2008), 998 *et seq.*

¹⁹¹ Sterlacchini (2006), 4.

¹⁹² Sterlacchini (2006), 3.

¹⁹³ Stern (2009), 8.

¹⁹⁴ Stern (2009), 9.

dieses durch Regulierungsbehörden kontrolliert werden kann. (ii) Verbundvorteile, die bei einer Entflechtung verloren gehen („economies of scope“). (iii) Einfluss der Entflechtung auf die Investitionsanreize. (iv) Einfluss der Entflechtung auf die Skalenerträge („economies of scale“). (v) Einfluss der Entflechtung auf die technologische Innovation.

Aus einer rein wettbewerbsorientierten Perspektive ist die vertikale Integration der russischen Gaswirtschaft aufgrund von Subventionierung, hohen Transitpreisen und hohen Anreize zur diskriminierten Netzzugang als negativ zu beurteilen. Wegen der schwachen institutionellen Ausstattung der Russischen Föderation erweist sich weiterhin die Kontrolle dieses Diskriminierungspotenzials als schwierig. Aus der Perspektive des Diskriminierungspotenzials lässt sich somit eine vertikale Separation des russischen Gassektors empfehlen.

Es wurde weiterhin festgestellt, dass bei einer Entflechtung von Gazprom Verbundvorteile verloren gehen könnten. Andererseits wird in der Literatur fast einheitlich anerkannt, dass im Gasbereich die Verbundvorteile und die damit verbundenen Verluste im Falle einer Entflechtung niedriger sind als im Kommunikations- oder im Stromsektor.¹⁹⁵ In diesem Kontext weisen *Ahrend/Thompson* (2005) darauf hin, dass das Argument der engen Integration, worauf sich Gazprom beruft, nicht erforderlich ist.¹⁹⁶ Im Ergebnis jedoch verneinen die letztgenannten Autoren eine Entflechtung von Gazprom ausschließlich auf Grundlage des Verlustes von Verbundvorteilen.¹⁹⁷

Während ferner die Transaktionskostenliteratur eine Senkung der Investitionsanreize im Falle einer vertikalen Entflechtung im Gasbereich bejaht, lassen theoretische sowie empirische Literatur keine klaren Aussagen bezüglich der Effekte einer vertikalen Trennung auf die Investitionsanreize treffen. Eine positive Auswirkung der Entflechtung auf die Investitionsanreize lässt sich jedoch nicht feststellen. Zugleich wird in der Literatur neben der Preissteigerung auf die Stimulierung der Tätigkeit der unabhängigen Produzenten mittels Stärkung des Third-Party-Access-Regimes für die Amortisierung von Investitionen hingewiesen.

¹⁹⁵ Growitsch/Müller/Strozik (2008), 32; Ahrend/Thompson (2005), 814.

¹⁹⁶ Ahrend/Thompson (2005), 814.

¹⁹⁷ Ahrend/Thompson (2005), 814.

Infolge der Entflechtung wären darüber hinaus Skalenerträge („economies of scale“) samt Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten erheblich beeinflusst. Letztlich erscheint es als unwahrscheinlich, dass potenzielle Wettbewerber im russischen Gassektor bedeutende Träger technologischer Innovation wären.

Im Ergebnis lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass die vertikale Entflechtung keine geeignete Option in Bezug auf die Restrukturierung des russischen Gassektors darstellt.¹⁹⁸

5 Zwischenbilanz

Zu prüfen ist, ob der russische Gassektor in Übereinstimmung mit der Option TPA oder der vertikalen Separation zu reformieren ist.

Die Anwendung des mehrstufigen Bewertungsschemas von *Haucap/Heimeshoff/Uhde* (2008) sowie *Pittman* (2002) zeigt, dass die vertikale Separation keine geeignete Option darstellt. Abgesehen von dem Verlust an Verbundvorteilen bestehen die Hauptprobleme dieser Option darin, dass zum einen die Skalenerträge erheblich beeinflusst werden und zum anderen die Investitionsanreize nicht stimuliert werden können.¹⁹⁹

Andererseits zeigt die Untersuchung des TPA-Regimes im russischen Gassektor, dass die Option des Netzzugangs in der Tat die Möglichkeit bietet, eine Steigerung der Gasproduktion, der Investitionen im Gasbereich sowie der Profitabilität von Gazprom zu bewirken.²⁰⁰ Allerdings ließ sich in diesem Kontext auch feststellen, dass die niedrigen, staatlich regulierten Gaspreise sowie die staatliche Regulierung der Transporttarife der unabhängigen Produzenten deren intensivere Beteiligung im russischen Gasmarkt verhindern. Während die Anreize von Gazprom zur diskriminierenden Behandlung der unabhängigen Gasproduzenten stark vorhanden sind, da (i) das Unternehmen über die Kontrolle des Netzwerkes verfügt, (ii) keine Angaben bezüglich der innerrussischen Kapazitäten vorhanden sind (iii), sich auch in Deutschland die Implementierung eines verhandelnde Netzzugangs als problematisch erwies, ist die Literatur nicht übereinstimmend, ob tatsächlich eine solche diskriminierende Behandlung stattfindet.²⁰¹ In diesem Zusammenhang sollte darauf hingewiesen werden, dass sich die Implementierung des TPA-Regimes in der EU mit Ausnahme vom Vereinigten

¹⁹⁸ Vgl. hierzu auch *Haucap/Heimeshoff/Uhde* (2008), 61, wonach „die Vorteile einer vertikalen Trennung im Energiebereich nicht so klar“ erscheinen.

¹⁹⁹ Siehe oben 4.3.

²⁰⁰ Siehe oben 3.3.4.

²⁰¹ Siehe oben 3.3.4 sowie die letzten zwei Absätze von 3.4 und letztlich 4.2.1.

Königreich und den Nordischen Ländern als eine komplexe Aufgabe erwies. Denn das TPA-System allein kann alle Diskriminierungsanreize nicht beseitigen. Dies gilt umso mehr, als es sich um einen verhandelten Netzzugang handelt, wie dies in Deutschland und in Russland der Fall ist.²⁰²

In Bezug auf den TPA im Exportbereich wurde festgestellt, dass die gegenwärtigen freien Exportkapazitäten nur einen eingeschränkten Zugang Dritter im Bereich des Gasexports nach Europa ermöglichen können, zumal durch Langzeitverträgen der größte Teil der freien Kapazitäten vorbelegt wird. Hinsichtlich des Kapazitätsumfanges wäre zukünftig ein solcher Zugang grundsätzlich vorstellbar, da die Pipeline-Projekte North Stream und South Stream das Kapazitätsumfang erheblich erweitern.²⁰³ Eine Abschwächung des Exportmonopols von Gazprom lässt sich jedoch aufgrund des negativen Effekts auf die Wohlfahrt russischer Konsumenten nicht rechtfertigen, da sie weniger Gas zu höheren Preisen erhalten würden.

Würde der Konflikt zwischen Entflechtung oder TPA im innerrussischen Gassektor zu Gunsten des TPA-Regimes entschieden werden, so sollte versucht werden, die bestehenden Diskriminierungsanreize einzuschränken. Dies erscheint als möglich, wenn das bestehende TPA-Regime in Richtung eines regulierten Netzzugangs reformiert werden würde. In diesem Falle wären die Gaspreise, die Transporttarife sowie die Bedingungen für Netzzugang von einer dritten Regulierungsbehörde festzusetzen und die genauen Kapazitäten der Pipelines im innerrussischen Bereich bekannt zu machen.

Auf den ersten Blick lässt sich somit die Zwischenbilanz ziehen, dass der russische Gassektor nach dem Prinzip „regulierter Netzzugang“ zu reformieren ist. Entspricht dies jedoch der gegenwärtigen Logik der institutionellen Regelungen („institutional arrangements“) der Russischen Föderation?²⁰⁴ Entspräche zum Beispiel der Vorzug der Option des regulierten Zugangs zum Pipelinenetzwerk von Gazprom der Option der vertikalen Separation gegenüber den institutionellen Regelungen dieses Landes? Welche Regulierungsoption ist instabil und stellt eine Beeinträchtigung der geltenden institutionellen Regelungen dar und welche nicht?

²⁰² Siehe oben 3.4.

²⁰³ Siehe oben 3.2.5.

²⁰⁴ Hierzu im allgemeinen Künneke/Fens (2007), 1927 *et seq.*

6 Rahmen für die Klassifizierung einer strukturellen Änderung im russischen Gasbereich

6.1 Modell institutioneller Gestaltungen von Williamson (1998) und Künneke/Fens (2007)

Eine etwaige Restrukturierung des russischen Gassektors soll auch im Rahmen der vorhandenen institutionellen Gestaltung bewertet werden. Den üblichen Ausgangspunkt für eine Institutionsanalyse im weiteren Sinne bildet das vierstufige Modell von *Oliver Williamson* aus dem Jahre 1998.²⁰⁵ Demnach handelt es sich um vier aufeinander folgende Stufen, die verschiedene Kategorien von Institutionen beschreiben, welche ökonomisches Verhalten steuern.²⁰⁶

- Die erste Stufe ist die soziale Einbettung. Hier sind informelle Institutionen, Bräuche, Traditionen sowie Gewohnheiten inbegriffen. Auf dieser Stufe spielt die Religion eine besondere Rolle. Im Allgemeinen handelt es sich um das ökonomische und soziale Verhalten, welches tief in der jeweiligen Gesellschaft seine Wurzeln hat und deren Werte reflektiert.²⁰⁷
- Die zweite Stufe bezieht sich auf das institutionelle Umfeld. Die Strukturen dieser Stufe sind ein Produkt der Politik und setzen die Spielregeln fest, innerhalb derer die ökonomische Aktivität organisiert wird. Auf dieser Ebene befinden sich formelle Regeln wie z.B. rechtliche Regelungen, Eigentumsrechte, Regulierungsbükratien und die Rechtsprechungsgewalt. Von zentraler Bedeutung sind nach *Williamson* die zwei folgenden Aspekte:²⁰⁸ (i) Eigentumsrechte und die Normen, welche deren Erwerb und Transfer bestimmen; (ii) Streitbeilegung.
- Auf der dritten Stufe befinden sich die Institutionen der Governance. Es handelt sich also um Organisationsstrukturen, vertragliche Regelungen und Märkte. Hier operiert die Transaktionskostenökonomik. Während auf der zweiten Stufe die Spielregeln festgelegt werden, findet auf dieser Ebene das Spiel statt. *Künneke/Fens* (2007) bezeichnen diese Ebene als „Governancestruktur“.²⁰⁹

²⁰⁵ Williamson (1998), 26.

²⁰⁶ Hierzu Künneke/Fens (2007), 1925 *et seq.*; Williamson (1998), 26 *et seq.*

²⁰⁷ Künneke/Fens (2007), 1926.

²⁰⁸ Williamson (1998), 28.

²⁰⁹ Künneke/Fens (2007), 1926.

- Die neoklassische Ökonomik sowie die Prinzipal-Agent-Theorie herrschen auf der vierten Stufe. Während Preis und Menge die grundlegenden neoklassischen Entscheidungsvariablen darstellen, befasst sich die Prinzipal-Agent-Theorie mit der effizienten Anordnung von Anreizen. *Künneke/Fens* (2007) bezeichnen diese Ebene als „Ressourcenallokation“.²¹⁰

Das Modell von *Williamson* (1998) ermöglicht zum einen die Identifikation unterschiedlicher Kategorien von Institutionen und zum anderen zeigt es den Grad der Konsistenz, also die Logik, zwischen den vier Ebenen.²¹¹ Man kann davon ausgehen, dass sich Institutionen nicht in einer zufälligen Weise entwickeln; vielmehr befinden sich die vier Ebenen in einer Wechselbeziehung im Einklang mit einer bestimmten Logik.²¹² Somit spiegeln die formellen Regeln (Ebene 2) bis zu einem gewissen Grad die herrschenden Normen und Werte (Ebene 1) wider. In gleicher Weise beruht die „Governancestruktur“ (Ebene 3) auf den formellen Regeln (Ebene 2).²¹³

Auf der Grundlage des vierstufigen Schemas von *Williamson* (1998) haben *Künneke/Fens* (2007) ein Modell institutioneller Gestaltungen entwickelt (siehe dazu Anhang). Dieses Modell dient dem Ziel, zu untersuchen, ob und inwiefern Privatisierung und vertikale Entflechtung im Einklang mit der gegenwärtigen Logik institutioneller Rahmenbedingungen steht.²¹⁴ Demnach wurden folgende institutionelle Aspekte erörtert:²¹⁵

- Herrschender politischer Schwerpunkt („dominant policy focus“).
- Leistungskriterien („performance criteria“)
- Formelle Regel („formal rules“)
- Governance und Ressourcenallokation („governance and resource allocation“)

In diesem Zusammenhang wird auf jeder der letztgenannten institutionellen Etappen zwischen zwei verschiedenen Organisationsformen unterschieden, d.h. dem Modell des „öffentlichen Versorgungsunternehmens“ („public utility model“) und dem des „Wirtschaftsguts“

²¹⁰ Künneke/Fens (2007), 1926.

²¹¹ Künneke/Fens (2007), 1926.

²¹² Künneke/Fens (2007), 1926.

²¹³ Künneke/Fens (2007), 1926.

²¹⁴ Im konkreten Falle bezog sich dieses Modell auf die vertikale Entflechtung sowie Privatisierung der Distributionsnetzwerke im niederländischen Elektrizitätssektor.

²¹⁵ Künneke/Fens (2007), 1927 *et seq.*

(„commodity model“).²¹⁶ Beide Modelle beinhalten eine verschiedene Logik und Begründung in Bezug auf die Organisationsform eines Sektors. Das Modell des öffentlichen Versorgungsunternehmens spiegelt Normen und Werte wider, die in erster Linie auf der Idee beruhen, dass der Sektor grundsätzlich der Zielsetzung der öffentlichen Versorgung zu dienen hat. Das Modell des Wirtschaftsguts orientiert sich hingegen an der Förderung von kompetitiven Märkten, wo selbständige Akteure in der Lage sind, ihre persönlichen Interessen unter minimaler politischer Einmischung zu schützen.

Im Folgenden soll das Modell von *Künneke/Fens* (2007) auf den russischen Gassektor angewendet werden. Die zu untersuchende Frage ist, welche der zur Verfügung stehenden Restrukturierungsoptionen des russischen Gassektors der gegenwärtigen Logik der institutionellen Gestaltungen der Russischen Föderation am besten entspricht.

6.2 Anwendung des Modells

6.2.1 Herrschender politischer Schwerpunkt

Nach einem Jahrzehnt von Desintegration des russischen Staatsapparates wurde seine internationale Position erheblich geschwächt.²¹⁷ Die Einführung von Marktregelungen in die russische Wirtschaft in den neunziger Jahren hatte einen - wenn überhaupt - sehr beschränkten Erfolg.²¹⁸ In dieser Zeit ist in Übereinstimmung mit den Angaben des liberalen Modells die Mehrheit der russischen Industrien privatisiert worden.²¹⁹ Die Restrukturierung der russischen Industrie zum Zwecke der Förderung des Wettbewerbs betraf in erster Linie den Öl-, Gas-, Metallurgie sowie Bergbausektor.²²⁰ Dieser Prozess erfolgte zu extrem niedrigen Preisen und hat erhebliche Vorteile für Insider gebracht.²²¹ Die Liberalisierungsprozesse in der Russischen Föderation im Sinne der Privatisierung von so genannten „national champions“ und die Konzentration von Reichtum in den Händen weniger Individuen entspricht nicht den fokalen Schwerpunkt der russischen Gesellschaft:

- Ein großer Teil der russischen Bevölkerung betrachtet die Liberalisierungspolitik der neunziger Jahre weder als gerecht noch als legitim.²²² Interessanterweise blieben diese

²¹⁶ Ausführlich hierzu Künneke/Fens (2007), 1927.

²¹⁷ Finon/Locatelli (2008), 425.

²¹⁸ Finon/Locatelli (2008), 425.

²¹⁹ Aslund (2006), 323.

²²⁰ Aslund (2006), 323; Chernykh (2011), 1239.

²²¹ Chernykh (2011), 1239.

²²² Chernykh (2011), 1239.

Ansichten auch im Laufe der Zeit bestehen. Gemäß der Studie *der All-Russian Public Opinion Research Center* aus dem Jahre 2008, die etwa fünfzehn Jahren nach den weitgehenden Privatisierungen stattgefunden hat, wollten etwa 42 Prozent der Bevölkerung die Resultate dieser Prozesse rückgängig machen, während 29 Prozent glaubten, dass eine Renationalisierung größere Vorteile als Nachteile hätte.²²³

- Die staatliche Politik besteht weiterhin darin, dass der Staat die Kontrolle über die Energiereserven behält.²²⁴ Demnach wurden die Liberalisierungsprozesse der neunziger Jahre beschleunigt und hiernach unterbrochen. Des Weiteren hat der Staat den Mehrheitsanteil der größten Unternehmen im Öl- und Gasbereich graduell erlangt.²²⁵ Eine Beteiligung in der Gasproduktion oder in der Gastransmission ist ohne Kooperation oder Kontrolle seitens des russischen Staates heutzutage nicht möglich.²²⁶

Aus den obigen Darlegungen lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass der russische Gassektor auf der Ebene des herrschenden politischen Schwerpunkts („dominant policy focus“) eher durch die Organisationstruktur des öffentlichen Versorgungsunternehmens („public utility model“) gekennzeichnet ist.²²⁷

6.2.2 Leistungskriterien

Die relevanten Leistungskriterien können als eine Konsequenz des herrschenden politischen Schwerpunktes verstanden werden.²²⁸ Die Kontrolle über den Gas- und Ölsektor stellt für die russische Regierung das wichtigste Mittel dar, um die Erträge hieraus unter Aufsicht stellen und behalten zu können. Dies wiederum ermöglicht es, das öffentliche Budget zu fördern und die ökonomische Entwicklung des Landes zu finanzieren.²²⁹ Das Wirtschaftswachstum der Russischen Föderation resultiert nach dem Jahre 2000 vor allem aus den Exporterträgen von Öl und Gas, weshalb jegliche institutionelle Reform unterblieb.²³⁰ Seit dem Jahre 2004 ist der

²²³ Chernykh (2011), 1239.

²²⁴ Finon/Locatelli (2008), 425.

²²⁵ Finon/Locatelli (2008), 425.

²²⁶ Vgl. z.B. Locatelli/Rossiaud (2011), 24 *et seq* sowie Finon/Locatelli (2008), 425 *et seq*.

²²⁷ Vgl. hierzu auch die analoge Schlussfolgerung von Künneke/Fens (2007), 1927, in Bezug auf den herrschenden politischen Schwerpunkt des niederländischen Elektrizitätssektors.

²²⁸ Vgl. auch die analoge Analyse von Künneke/Fens (2007), 1927.

²²⁹ Finon/Locatelli (2008), 425.

²³⁰ Vgl. hierzu kritisch Skyner (2010), 1385.

Anteil des Unternehmens Gazprom in dem russischen BIP höher als 8 Prozent²³¹ und 2009 wurden mehr als 430.000 Mitarbeiter beschäftigt.²³²

Als Leitmotiv dieser intensivierten Kontrolle erweisen sich in erster Linie weder die Profitabilität noch die wirtschaftliche Bedeutung einer Industriebranche, sondern strategische Überlegungen.²³³ Der Gassektor, d.h. Gasproduktion und Gastransmission, wird insbesondere als ein Bereich besonderer strategischer Bedeutung betrachtet.²³⁴ Er macht etwa 50 Prozent des russischen Energiemix aus und stellt ein zentrales Instrument für die geoökonomische Rolle der Russischen Föderation auf der internationalen Arena dar.²³⁵ Aus diesem Grunde befinden sich die beiden letztgenannten Faktoren höher in der Rankingliste als die wirtschaftliche Effizienz.²³⁶ Dies ist jedoch nichts Neues. Durch ähnliche Leistungskriterien wird die Operation des Unternehmens *Électricité de France* in Frankreich sowie die von *Eni* in Italien gekennzeichnet.²³⁷

In Bezug auf die Leistungskriterien sollte man ferner die Tatsache berücksichtigen, dass im russischen Gassektor das Zurverfügungstellen von akzeptablen Preisen und öffentlichen Dienstleistungen im Mittelpunkt steht.

- Es wurde schon angedeutet, dass die niedrigen und regulierten Gaspreise eine Besonderheit des russischen Gassektors darstellen. Diese Preise entsprechen nicht den Produktionskosten.²³⁸ Das Paradox der vertikalen Integration des russischen Gassektors²³⁹ besteht also darin, dass die Monopolpreise niedriger als diejenigen Preise sind, die unter Wettbewerbsbedingungen stehen.²⁴⁰ Auf diese Weise entsprechen die Monopolpreise der Zahlungsbereitschaft der russischen Konsumenten. Andernfalls könnte sich unter Wettbewerbsbedingungen ein großer Anteil der russischen Bevölkerung die deregulierten Gaspreise nicht leisten.²⁴¹ Weiterhin ist Russland weltweit das größte Land mit extremen Temperaturen und

²³¹ Chernykh (2011), 1239; Gazprom in Figures, 2004-2008, 5.

²³² Chernykh (2011), 1239.

²³³ Chernykh (2011), 1239.

²³⁴ Grigoryev (2007 a), 3042.

²³⁵ Finon/Locatelli (2008), 425-426.

²³⁶ Lapuerta (2007), 4; Finon/Locatelli (2008), 427.

²³⁷ Lapuerta (2007), 4 *et seq*; Finon/Locatelli (2008), 427; Grigoryev (2007 a), 3042.

²³⁸ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98; Grigoryev (2007 a), 3041.

²³⁹ Der Terminus „Paradox der vertikalen Integration“ ist ursprünglich von Бозо/Шмат (2007) geprägt worden und ist umfassender als der hier benutzte.

²⁴⁰ Grigoryev (2007 a), 3041.

²⁴¹ Grigoryev (2007 a), 3041.

Temperaturunterschieden. In vielen Fällen ist das Betreiben von langen Pipelines zum Zwecke der Belieferung von kleinen Städten mit Gas ökonomisch nicht effizient.²⁴² Die Tatsache, dass die Handlungskalküle dieses staatlichen Monopols komplizierter als die bloße Gewinnmaximierung sind, ermöglicht die Lieferung auch in den Fällen, in denen sie andernfalls unterbrochen wären.²⁴³ Die etwaige Effizienz der Forderungen nach Wettbewerb mittels vertikaler Entflechtung und des ungehinderten Zugangs Dritter wären in solchen Fällen aus sozialer Sicht nicht immer akzeptabel.²⁴⁴

- Die Rolle Gazproms gegenüber sozialen und wirtschaftlichen Problemen in der russischen Gesellschaft weist auch auf das Modell des öffentlichen Versorgungsunternehmens hin. Für lange Zeit bestand das Problem der Nichtbegleichung von ausstehenden Zahlungen sowohl in Russland als auch in den GUS-Ländern.²⁴⁵ Mitte der 90er Jahre machte die Höhe der nichtbeglichenen Rechnungen 40-60 Prozent des Warenumsatzes von Gazprom aus. Abgesehen von privaten Haushalten gehörten zur Kategorie der Schlechtzahler juristische Personen, staatliche Behörden sowie das russische Verteidigungsministerium. Experten der Weltbank, des Internationalen Währungsfonds und anderer internationaler Organisationen haben vor möglichen katastrophalen Konsequenzen dieser Geschäftsmethoden für die russische Ökonomie und insbesondere im russischen Gassektor gewarnt und empfohlen, die Lieferung an Schuldner abzustellen. Andererseits ist diese Geschäftspraxis als „zinsfreier Kredit“ von Gazprom an die russische Wirtschaft bezeichnet worden und stellt eine positive Kontribution zur Überwindung der Finanzkrise der 90er Jahre und zur sozioökonomischen Entwicklung des Landes dar.²⁴⁶ In die Entscheidungskalküle bezüglich der Notwendigkeit und der Intensität einer Entflechtung sollte somit auch diese Bereitschaft, die Unternehmensinteressen den dringenden sozialen und ökonomischen Problemen des Landes zu unterbreiten, mitberücksichtigt werden.²⁴⁷

²⁴² Grigoryev (2007 a), 3041.

²⁴³ Grigoryev (2007 a), 3041.

²⁴⁴ Und selbst, wenn ein staatliches Monopolunternehmen wie Gazprom durch Ineffizienz gekennzeichnet ist, bleiben seine Erträge innerhalb des Landes und werden nicht expatriiert.

²⁴⁵ Die Analyse beruht auf Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98-99; Pfaffrath-Dorn (2007), 152.

²⁴⁶ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98-99.

²⁴⁷ Siehe auch weitere Details vor allem bezüglich der Aufrechterhaltung von Arbeitsplätzen seitens des Unternehmens in Locatelli (2003), 12-13.

6.2.3 Formelle Regel

Die russische Marktstruktur ist schon beschrieben worden.²⁴⁸ Die Nutzung des Netzwerkes unterliegt der Kontrolle von Gazprom und die netzwerkbezogenen Preise und Aktivitäten werden vom Staat reguliert. Das Netzwerk entspricht somit dem Modell des öffentlichen Versorgungsunternehmens.²⁴⁹ Ähnliches gilt für $\frac{3}{4}$ der Gasproduktion, die von Gazprom stammt. Die unabhängigen Gasproduzenten sind im deregulierten Gasmarktbereich tätig. Etwa 25 Prozent der Gasproduktion sollten sich mehr oder weniger an dem Modell des privaten Wirtschaftsgutes orientieren.²⁵⁰

Einer institutionellen Änderung auf der Ebene dieser formellen Regeln steht die Russische Föderation sehr zurückhaltend gegenüber. Dies reflektiert die Stellung des Landes in Bezug auf die Ratifikation des Energiecharta-Vertrags.²⁵¹ Der letztere ist ein multilaterales Investitionsschutzabkommen, der einen gemeinsamen institutionellen Rahmen für Kooperation, Handel und Investitionen im Energiebereich setzt. Laut *Boussena/Locatelli* (2011) stellt die Energiecharta die Souveränität eines Landes über seine natürlichen Schätze zwar nicht in Frage, aber dessen Regelungen bezüglich der Nichtdiskriminierungsstandards sollten keine irrelevanten Auswirkungen haben.²⁵² Implizit gestattet die Charta mittels ihres multinationalen Investitionsrahmens den internationalen Ölförderung Unternehmen Zugang zu den Kohlenwasserstoff-Ressourcen.²⁵³ Weiterhin wird Gazprom durch das darin enthaltene Transitprotokoll verpflichtet, Netzzugang zu seinem Pipelinenetzwerk zu gestatten.²⁵⁴ Unter anderem bestimmt das Protokoll zur Energiecharta aus dem Jahre 2000 die Bedingungen für den Pipelinezugang. Es definiert z.B. die Prinzipien für die Festsetzung von Transitpreisen und freien Kapazitäten.²⁵⁵ Die zurückhaltende Position der Russischen Föderation gegenüber solchen formellen Regeln steht im Einklang mit dem bereits dargestellten herrschenden politischen Schwerpunkt und den Leistungskriterien, die durch eine engere staatliche Kontrolle gekennzeichnet sind.²⁵⁶ In der Terminologie von *Williamson* (1998) könnte man also feststellen, dass es eine Inkonsistenz in Bezug auf die Definition der Eigentumsrechte zwischen der Russischen Föderation und dem Energiecharta-Vertrag gibt.

²⁴⁸ Siehe oben 3.1 und 3.3.2.1.

²⁴⁹ Vgl. etwa Künneke/Fens (2007), 1928.

²⁵⁰ Vgl. etwa Künneke/Fens (2007), 1928.

²⁵¹ Boussena/Locatelli (2011), 40; Locatelli/Rossiaud (2011), 24.

²⁵² Boussena/Locatelli (2011), 40.

²⁵³ Boussena/Locatelli (2011), 40.

²⁵⁴ Boussena/Locatelli (2011), 40.

²⁵⁵ Boussena/Locatelli (2011), 45, Fußnote 43.

²⁵⁶ Vgl. etwa Finon/Locatelli (2008), 436 *et seq.*

Neben der Definition von Eigentumsrechten unterstreicht *Williamson* (1998) den Bedarf an der Beilegung von eigentumsbezogenen Streitigkeiten.²⁵⁷ *Levy/Spiller* (1994) weisen darauf hin, dass Länder mit einem schwachen Justizwesen oder mangelnder regulatorischen Fähigkeiten, wie z. B. die Russische Föderation, sich auf internationalen Garantien für die Stimulierung des Investitionsverhaltens verlassen müssen.²⁵⁸ Auf diese Weise werden innerstaatliche institutionelle Schwächen durch internationale Institutionen ersetzt.²⁵⁹ Bietet allerdings die Beilegung von Streitigkeiten innerhalb des internationalen Investitionsschutzregimes einen stabilen institutionellen Rahmen an, welcher der Russischen Föderation starke Anreize zur Liberalisierung des Gasmarkts gibt? Diese Frage hat umso mehr Bedeutung, als die Beilegung von Streitigkeiten bezüglich der Eigentumsrechte der Energiecharta innerhalb des internationalen Investitionsschutzmechanismus stattfindet.²⁶⁰

Einen Indikator in Bezug auf die Frage der Stabilität des internationalen Beilegungssystems bietet der Ausgang einer Reihe internationaler Investitionsverfahren, welche die Notstandsmaßnahmen der Argentinischen Republik im Gasbereich infolge der Wirtschaftskrise von 1999-2002 zum Gegenstand haben.²⁶¹ Denn diese Reihe von Fällen bezogen sich auf die gleichen Fakten und die gleichen eigentumsrechtlichen Positionen, was wiederum den Erkenntniswert solch einer der Untersuchung steigen lässt.

Für die Bewältigung ihrer finanziellen Schwierigkeiten hat Argentinien von 2001-2002 spezifische nationale Notstandsmaßnahmen ergriffen. Durch diese Maßnahmen wurde das bis dahin bestehende Vertragsregime zu Investitionen eingestellt.²⁶² Vor diesem Hintergrund wurden zahlreiche Streitverfahren vor internationalen Investitionspanels eingeleitet, welche die Verletzung von bestehenden Eigentumspositionen bzw. Investitionsstandards im Gasbereich betrafen.²⁶³ Unter anderem sollte über den Notstands- sowie über den Entschädigungsstandard entschieden werden. Die folgenden Fälle haben den gleichen Hintergrund, d.h. die argentinische Wirtschaftskrise, betreffen den gleichen Industriebereich, also die Gasindustrie, und beziehen sich auf die Anwendung des gleichen Investitionsschutzabkommens.²⁶⁴

²⁵⁷ Williamson (1998), 28.

²⁵⁸ Vgl. hierzu *Levy/Spiller* (1994), 210.

²⁵⁹ *Levy/Spiller* (1994), 242.

²⁶⁰ Vgl. etwa *Konoplyanik/Wälde* (2006), 532 sowie die Tabelle in 536-537.

²⁶¹ Hierzu ausführlich *Reinisch* (2007), 192 *et seq.*

²⁶² *Peterson* (2007), 2.

²⁶³ *Peterson* (2007), 2; *Reinisch* (2007), 192.

²⁶⁴ *Peterson* (2006), 2; *Reinisch* (2007), 194-195.

- Im Fall *CMS* aus 2005 hat das Panel einen hohen Notstandsstandard festgesetzt.²⁶⁵ Das Vorhandensein einer Notstandssituation wurde nicht anerkannt. Zugleich wurde darauf hingewiesen, dass selbst ein Notstand die Entschädigungspflicht nicht beseitigen konnte.²⁶⁶
- Im Verfahren *LG&E* im Jahre 2006 wurde ein niedriger Notstandsstandard angewandt. Das Vorhandensein eines finanziellen Notstandes wurde bejaht.²⁶⁷ Die aus dem Wirtschaftsnotstand entstandenen Schäden sollten von dem Investor getragen werden.²⁶⁸
- Die Standards des Panels im Verfahren *Enron* aus dem Jahre 2007 ähnelten dem von *CMS*. Es ließen sich weder ein Notstand noch eine Befreiung von der Entschädigungspflicht dem Investor gegenüber feststellen.²⁶⁹
- 2007 wurde ein Aufhebungsverfahren gegen das Verfahren in der Angelegenheit *CMS* eingeleitet. Die dort angewandten Standards sind als fehlerhaft charakterisiert worden und es wurde auf die „richtigeren“ Standards des Falles *LG&E* verwiesen.²⁷⁰ Das internationale Panel im Verfahren *Sempra* von 2007 hat hingegen wiederum die Standards des Panels aus dem Verfahren *CMS* angewandt.²⁷¹

In der Literatur wurde die Anwendung der verschiedenen Standards stark kritisiert. Die Kritik bestand in erster Linie darin, dass das internationale System der Beilegung instabil wie unvorsehbar ist und an erheblichen institutionellen Defiziten leidet,²⁷² die vergleichbar mit den institutionellen Mängeln von Entwicklungs- bzw. Transitländern nach den Angaben von *Levy/Spiller* (1994) sind.²⁷³ In der Terminologie von *Williamson* (1998) lässt sich die

²⁶⁵ Reinisch (2007), 194-195.

²⁶⁶ Reinisch (2007), 207.

²⁶⁷ Reinisch (2007), 199.

²⁶⁸ Reinisch (2007), 207.

²⁶⁹ Peterson (2008), 4; *Enron Corporation and Ponderosa Assets, L.P. v. Argentine Republic*, 22. 05. 2007, Absatz 333, abrufbar unter <http://ita.law.uvic.ca/documents/Enron-Award.pdf>. (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

²⁷⁰ Peterson (2007), 4; *CMS Gas Transmission Company v. The Argentine Republic*, 25.09.2007, Absatz 128, abrufbar unter <http://ita.law.uvic.ca/documents/CMSAnnulmentDecision.pdf>. (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

²⁷¹ Peterson (2007), 6-7; *Sempra Energy International v. The Argentine Republic*, 28. 09. 2007, abrufbar unter <http://ita.law.uvic.ca/documents/SempraAward.pdf>. (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

²⁷² Siehe z.B. Peterson (2008), 4; Reinisch (2007), 212.

²⁷³ Levy/Spiller (1994), 210, 242, 208.

Schlussfolgerung ziehen, dass das institutionelle Umfeld des Energiecharta-Vertrags, innerhalb dessen die Beilegung von eigentumsbezogenen Streitigkeiten stattfindet, keinen stabilen institutionellen Rahmen anbietet, welcher der Russischen Föderation starke Anreize zur Liberalisierung deren Gasmarkts bietet.

6.2.4 Governance

Grundsätzlich wird zwischen zwei Systemen der Corporate Governance unterschieden.²⁷⁴ Nach dem Outsider-System gibt es kein enges Verhältnis zwischen den Anteilseignern und der Führung eines Unternehmens. Dieses Modell ist ferner durch das Primat der Rechte der Anteilseigner - natürliche oder juristische Personen - gegenüber den Rechten anderer Organisationsgruppen gekennzeichnet. Das Outsider-System räumt der Marktregulierung den Vorrang ein. Nach dem Insider-System hingegen ist das Verhältnis zwischen Management und Anteilseigner eng und stabil. Oftmals sind die Unternehmenseigentümer Mitglieder des Aufsichtsrates oder haben hochrangige Positionen inne. Das Insider-Modell wird grundsätzlich als konservativer im Vergleich zum externen bzw. Outsider-System betrachtet.²⁷⁵

Mehr als 85 Prozent der Anteile von Gazprom befinden sich im Besitz von russischen juristischen Personen sowie ausländischen Investoren.²⁷⁶ Ende der neunziger Jahre erklärte die Führung des Unternehmens, dass das Personell über 15 Prozent der Anteile verfügte, wobei in den letzten fünfzehn Jahren ein großer Teil dieser Anteile an unternehmensexterne juristische und natürliche Personen verkauft wurde.²⁷⁷ Auf den ersten Blick scheint es also, dass das Unternehmen in der Tat dem externen System entspricht.²⁷⁸

Jedoch besteht eine Besonderheit des Unternehmens darin, dass seit dem Jahre 2005 der russische Staat der größte Anteilseigner von Gazprom ist. Bis zu diesem Zeitpunkt besaß die Russische Föderation 38,37 Prozent der Anteile des Unternehmens.²⁷⁹ Mitte 2005 hat das staatliche Unternehmen *Rosneftgas* Gazprom-Aktien gekauft, so dass der Staat der Mehrheitsaktionär mit Kapitalbeteiligung 50 Prozent plus eine Aktie wurde.²⁸⁰ Nach den

²⁷⁴ Die Analyse beruht auf Davletgildeev (2003), Slides Nr. 5-7 und Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 110.

²⁷⁵ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 110.

²⁷⁶ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 110.

²⁷⁷ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 110.

²⁷⁸ Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 110.

²⁷⁹ Chernykh (2011), 1239.

²⁸⁰ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 7-8.

Angaben von Gazprom verstärkte dieses Ereignis die staatliche Kontrolle des Unternehmens, welches eine strategische Bedeutung für die nationale Wirtschaft hat.²⁸¹ Andererseits ist dies dahingehend kritisiert worden, dass ein derartiges externes Governance-System anstelle der Stärkung der Marktorientierung des Unternehmens die Prinzipien des autoritären Managements perpetuiert.²⁸² In der Terminologie von *Künneke/Fens* (2007) lässt sich somit feststellen, dass das vorliegende externe System der Governance von Gazprom besonderen Wert auf die politische Steuerbarkeit des Unternehmens sowie des ganzen russischen Gassektors legt, was dem Modell des öffentlichen Versorgungsunternehmens entspricht.²⁸³ Ähnliches lässt sich weiterhin aus der Tatsache entnehmen, dass in 2006 Gazprom die Aktienmehrheit des bis dahin unabhängigen Gasproduzenten *Northgas* sowie 20 Prozent des Aktienanteiles des unabhängigen Gasproduzenten *Novatek* erworben hat.²⁸⁴

6.2.5 Ressourcenallokation

Regulierte Preise sind gedampfte Preise.²⁸⁵ Erst im Jahre 2009 konnten die Preise Produktions-, Transport und Vermarktungskosten decken.²⁸⁶ Deshalb verfolgt die Regierung der Russischen Föderation die Bestrebungen, die Gaspreise steigen zu lassen und die Anwendung von Marktprinzipien bei der Preissetzung von Gas zu verstärken.²⁸⁷ Obwohl die unabhängigen Gasproduzenten ihr Gas in deregulierten Preisen verkaufen,²⁸⁸ wird effiziente Ressourcenallokation noch dadurch gestört, dass deren Transporttarife vom Staat reguliert und sie oftmals verpflichtet werden, ihr Gas in regulierten Preisen an Gazprom zu verkaufen.²⁸⁹ Im Klartext: Selbst dort, wo das Modell des privaten Wirtschaftsgutes ins Spiel kommt, ist dies - noch - dem des öffentlichen Versorgungsunternehmens untergeordnet.

6.3 Ergebnis

Bei der Behandlung der Frage, welche aus der zur Verfügung stehenden Restrukturierungsoptionen am besten der gegenwärtigen Logik der institutionellen Gestaltungen der Russischen Föderation entspricht, wurde das Modell institutioneller Gestaltungen von *Künneke/Fens* (2007) angewendet. Demnach wurden folgende

²⁸¹ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 8.

²⁸² Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 111.

²⁸³ Vgl. etwa Künneke/Fens (2007), 1928.

²⁸⁴ Finon/Locatelli (2008), 426.

²⁸⁵ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 8; Кузьмин/Воробьева/Воробьева (2007), 98.

²⁸⁶ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 49.

²⁸⁷ Gazprom in Questions and Answers (i.d.F. vom 06. 02. 2012), 49.

²⁸⁸ Vgl. hierzu etwa auch Künneke/Fens (2007), 1928.

²⁸⁹ Siehe oben 3.3.2.1.

institutionelle Aspekte ausgehandelt: (i) Herrschender politischer Schwerpunkt. (ii) Leistungskriterien. (iii) Formelle Regeln. (iv) Governance und Ressourcenallokation.

Der herrschende politische Schwerpunkt ist durch eine enge staatliche Kontrolle der Energiereserven sowie durch eine zurückhaltende Stellung gegenüber der Liberalisierung der Gas- und Ölindustrie gekennzeichnet. In konsistenter Weise spiegeln die Leistungskriterien den herrschenden politischen Fokus wider. Neben der Tatsache, dass solch eine Kontrolle das öffentliche Budget und das Wirtschaftswachstum des Landes fördert, erweisen sich als Leitmotiv dieser intensivierten Kontrolle strategische sowie soziale Überlegungen und nicht die wirtschaftliche Effizienz als solche. Die bestehenden formellen Regeln können weiterhin als Resultat dieser Leistungskriterien angesehen werden. Einer institutionellen Änderung der geltenden formellen Regeln steht die Russische Föderation sehr zurückhaltend gegenüber. Die Nicht-Ratifizierung des Energiecharta-Vertrags seitens der Russischen Föderation zeigt insbesondere die Unwilligkeit des Landes, das Exportmonopol von Gas abzuschwächen oder ein Regime von reguliertem Netzzugang einzuführen.²⁹⁰ Die rechtliche Anerkennung des Exportmonopols von Gazprom im Juli 2006 ist also in diesem wirtschaftspolitischen Kontext anzusehen.²⁹¹ Verlust an Kontrolle über Gasproduktion und Gastransmission gilt insbesondere als Verlust an Souveränität und Verhandlungsmacht des Landes.

Levy/Spiller (1994) weisen darauf hin, dass Länder mit einem schwachen Justizwesen oder mangelnden regulatorischen Fähigkeiten, wie z. B. die Russische Föderation, sich auf internationale Garantien für die Stimulierung des Investitionsverhaltens verlassen sollten.²⁹² Allerdings zeigte sich auch, dass das institutionelle Umfeld des Energiecharta-Vertrags, innerhalb dessen die Beilegung von eigentumsrechtlichen Streitigkeiten stattfindet, keinen stabilen institutionellen Rahmen anbietet, welcher der Russischen Föderation starke Anreize zur Liberalisierung des Gasmarkts gibt. Denn in der Praxis haben sich die Schwächen solcher Garantien als vergleichbar mit den institutionellen Mängeln von Entwicklungs- bzw. Transitländern nach den Angaben von *Levy/Spiller* (1994) erwiesen. Als Alternative könnte man sich jedoch die Schaffung eines gemeinsamen stabilen institutionellen Rahmens seitens der BRICS-Länder vorstellen, der Bedingungen und Standards für die Betätigung von Investitionen sowie feste und ausbalancierte Beilegungsmechanismen bestimmen könnte.²⁹³

²⁹⁰ Vgl. Locatelli/Rossiaud (2011), 24-25; Boussena/Locatelli (2011), 40.

²⁹¹ Vgl. Finon/Locatelli (2008), 436.

²⁹² Hierzu oben 6.2.3.

²⁹³ Dies gilt umso mehr, als laut Locatelli/Rossiaud (2011), 24, die Schaffung eines klaren und stabilen Rahmens für Investitionen ein grundlegendes Prinzip der Wirtschaftspolitik der Russischen Föderation bildet.

Was die Ressourcenallokation anbelangt, werden die Gaspreise je nach Sektor - reguliert oder nicht-reguliert - anhand den entsprechenden Prinzipien festgesetzt, wobei das bisher herrschende Element die Regulierung der Gaspreise ist.

Die Bilanz nach Behandlung der Aspekte „herrschender politischer Fokus“, „Leistungskriterien“, „formelle Regeln“ und „Ressourcenallokation“ lautet wie folgt: Gegenwärtig entsprechen weder eine Abschwächung des Exportmonopols noch eine vertikale Separation oder die Einführung eines regulierten Netzzugangs den geltenden institutionellen Gestaltungen der Russischen Föderation, zumal das Organisationsmodell des öffentlichen Versorgungsunternehmens im Mittelpunkt steht. Oder, in der Terminologie von *Williamson* (1998) wären die „souveränen“ Transaktionskosten einer anderen Organisationsform als die der bestehenden vertikalen Integration zu hoch.²⁹⁴

Ähnlich wie die bislang erörterten Aspekte legt das vorliegende externe System der Governance von Gazprom besonderen Wert auf die politische Steuerbarkeit des Unternehmens sowie des russischen Gassektors als Ganzes. Zusammen mit der Tatsache, dass bisher die regulatorischen Fähigkeiten der Russischen Föderation relativ schwach sind, hat dies *Finon/Locatelli* (2008) zu der Schlussfolgerung geführt, dass - trotz der Ineffizienzen - das bestehende Modell der vertikalen Integration unter den gegebenen Umständen die effektivste Option darstellt.²⁹⁵

7 Schluss

Die russische Gasindustrie wird von dem Unternehmen Gazprom dominiert, dessen Mehrheitsaktionär die russische Regierung ist. Gazprom ist ein vertikal integriertes Unternehmen, welches eine monopolistische Stellung in Bezug auf Transport und Export von Erdgas hat. Zur Zeit beruhen fast alle natürlichen Monopole der Russischen Föderation auf der Struktur der vertikalen Integration und jeder Reformvorschlag ist mit deren Abbau verbunden.

Ziel der Arbeit ist die Untersuchung verschiedener, realisierbarer (Re)organisationsformen des russischen Gassektors und insbesondere des (a) ungehinderten Zugangs Dritter zum Pipelinenetzwerk im Exportbereich (b) sowie des ungehinderten Zugangs Dritter im

²⁹⁴ Vgl. *Williamson* (1998), 46; *Haucap/Heimeshoff/Uhde* (2008), 43.

²⁹⁵ Vgl. *Finon/Locatelli* (2008), 425 *et seq.*

innerrussischen Pipelinenetzwerk (c) und abschließend der vertikalen Separation. Es stellt sich nun die Frage, ob der russische Gassektor in Richtung „Third Party Access“ oder sogar vertikale Separation – wenn überhaupt – zu reformieren ist.

Die gegenwärtigen freien Exportkapazitäten können nur einen eingeschränkten Zugang Dritter im Bereich des Gasexports nach Europa ermöglichen, zumal durch Langzeitverträge der größte Teil der freien Kapazitäten vorbelegt wird. Aus der Sichtweise der Kapazitätsvolumen wäre zukünftig ein solcher Zugang zwar vorstellbar, da die Pipeline-Projekte Nord Stream und South Stream die Kapazitätsvolumen erheblich erweitern. Eine Abschwächung des Exportmonopols von Gazprom lässt sich jedoch aufgrund dessen negativen Effekts auf die Wohlfahrt russischer Konsumenten nicht rechtfertigen, da die einheimischen Konsumenten bei solch einer Abschwächung weniger Gas zu höheren Preisen erhalten würden.

Was den innerrussischen Gassektor anbelangt, ließ sich feststellen, dass die Gasproduktion der unabhängigen Produzenten ständig zunimmt. Ähnliches gilt für deren Transmissionsvolumen über das Pipelinenetzwerk von Gazprom. Die niedrigen, staatlich regulierten Gaspreise sowie die staatliche Regulierung der Gastarife den unabhängigen Produzenten gegenüber hindern deren intensivere Beteiligung am russischen Gasmarkt. Die Tatsache, dass Gazprom als der Netzwerkkontrolleur zugleich die Rolle des Konkurrenten im Bereich der Gasdienstleistungen innehat, gibt dem Unternehmen Anreize zu diskriminierender Behandlung der unabhängigen Produzenten. Die Literatur ist jedoch nicht einheitlich, ob in der Tat solch eine diskriminierende Behandlung stattfindet. Unstrittig ist schließlich, dass ein effektiver Netzzugang unabhängiger Gasproduzenten zu Gazproms Netzwerk zur Steigerung der Gasproduktion, der Investitionen im Gassektor sowie zur Profitabilität von Gazprom beitragen kann.

Die komparative Analyse hat gezeigt, dass im europäischen Bereich das TPA-Regime einen beschränkten Erfolg hatte. Denn die Dominanz der bereits auf dem Markt etablierten Unternehmen konnte mittels Zugangsregulierung, die von einer rechtlichen wie buchhalterischen Separation abgeschildert wurde, nicht abgeschwächt werden. Aufgrund der Interessenkonflikte, die aus der vertikalen Integration entstehen und zu einem diskriminierenden Netzzugang mit verzerrten Investitionsanreizen führen, haben Mitglieder

der EU-Generaldirektion „Wettbewerb“ der EU-Kommission den Bedarf an vertikaler Entflechtung im Gasbereich unterstrichen.

Um festzustellen, ob die vertikale Separation eine Restrukturierungsoption des russischen Gassektors darstellen kann, wurde das von *Haucap/Heimeshoff/Uhde* (2008) sowie *Pittman* (2002) ausgearbeitete Bewertungsschema angewendet. Aus einer rein wettbewerbsorientierten Perspektive ist die vertikale Integration der russischen Gaswirtschaft aufgrund von Subventionierung, hohen Transitpreisen und hohen Anreize zur diskriminierten Netzzugang als negativ zu beurteilen. Aufgrund der schwachen institutionellen Ausstattung der Russischen Föderation erweist sich weiterhin die Kontrolle dieses Diskriminierungspotenzials als schwierig. Aus der Perspektive des Diskriminierungspotenzials lässt sich somit eine vertikale Separation des russischen Gassektors empfehlen. Im Ergebnis zeigte sich jedoch, dass die vertikale Separation keine geeignete Restrukturierungsoption darstellt. Abgesehen von dem Verlust an Verbundvorteilen bestehen die Hauptprobleme dieser Option darin, dass zum einen die Skalenerträge erheblich beeinflusst werden und zum anderen die Investitionsanreize nicht stimuliert werden können. Zuletzt erscheint es als unwahrscheinlich, dass potenzielle Wettbewerber im russischen Gassektor bedeutende Träger technologischer Innovation wären.

Würde der Konflikt zwischen Entflechtung oder TPA im innerrussischen Gassektor zu Gunsten des TPA-Regimes entschieden werden, so sollte versucht werden, die bestehenden Diskriminierungsanreize einzuschränken. Dies erscheint als möglich, wenn das bestehende TPA-Regime in Richtung eines regulierten Netzzugangs reformiert werden würde. In diesem Falle wären die Gaspreise, die Transporttarife sowie die Bedingungen für Netzzugang von einer dritten Regulierungsbehörde festzusetzen und die genauen Kapazitäten der Pipelines im innerrussischen Bereich bekannt zu machen.

Um festzustellen, welche der zur Verfügung stehenden Restrukturierungsoptionen des russischen Gassektors der gegenwärtigen Logik der institutionellen Gestaltungen der Russischen Föderation am besten entspricht, wurde hiernach das Modell von *Künneke/Fens* (2007) auf den russischen Gassektor angewendet. Die Bilanz nach Behandlung der Aspekte „herrschender politischer Fokus“, „Leistungskriterien“, „formelle Regeln“ und „Ressourcenallokation“ lautet wie folgt: Gegenwärtig entsprechen weder eine Abschwächung des Exportmonopols noch eine vertikale Separation oder die Einführung eines regulierten

Netzzugangs den geltenden institutionellen Gestaltungen der Russischen Föderation, zumal das Organisationsmodell des öffentlichen Versorgungsunternehmens im Mittelpunkt steht. Oder, in der Terminologie von *Williamson* (1998) wären die „souveränen“ Transaktionskosten einer anderen Organisationsform als die der bestehenden engen vertikalen Integration zu hoch. Ähnlich wie die bislang erörterten Aspekte legt das vorliegende externe System der Governance von Gazprom besonderen Wert auf die politische Steuerbarkeit des Unternehmens sowie des russischen Gassektors als Ganzes. Zusammen mit der Tatsache, dass bisher die regulatorischen Fähigkeiten der Russischen Föderation relativ schwach sind, hat dies *Finon/Locatelli* (2008) zu der Schlussfolgerung geführt, dass - trotz der Ineffizienzen - das bestehende Modell der engen vertikalen Integration unter den gegebenen Umständen die effektivste Option darstellt.

In Reformdebatten werden oftmals die Liberalisierungsmaßnahmen samt Privatisierungsprozessen und die dazugehörige Effizienzorientierung als die „beste Option“ angesehen. Die intellektuelle Aufgabe der Untersuchung, ob derartige Reformen unter den gegebenen Bedingungen möglich sind, sowie die Berücksichtigung der Konsequenzen solcher Reformen vor allem auf das Volk werden oftmals ausgeblendet. Die kalifornische Energiekrise, die Eisenbahnunfälle in dem Vereinigten Königreich sowie die Cochabamba-Wasserkrise in Bolivien sind einige Beispiele, die auf den Bedarf an einer kritischeren Haltung gegenüber derartigen Reformen hinweisen.²⁹⁶ Ähnliches gilt für die Auferlegung der russischen Gesellschaft einer Schock-Therapie im Rahmen der Liberalisierungsreformen der neunziger Jahre. Denn das Argument, dass das Versagen solcher Prozesse auf die fehlerhafte Umsetzung von klugen Reformprojekten zurückzuführen ist, erinnert mehr an ideologiegebundene Gedanken als an eine realistische Analyse.²⁹⁷

Theorien – somit auch Regulierungs- wie Restrukturierungstheorien – sind ein menschliches Konstrukt und können daher je nach Fall richtig, falsch oder verbesserungsbedürftig sein. Die Frage ist jedoch, zu untersuchen, welchem Ziel derartige Theorien dienen. Für ein Land wie die Russische Föderation, deren Unabhängigkeit wie Existenz gegenwärtig stark von deren Öl- und Gasressourcen abhängig ist, kann die unkritische Annahme von Reformen in diesen Industriebereichen zu Resultaten führen, die vergleichbar mit der Wirkung des machiavellischen Prinzips „teile und herrsche“²⁹⁸ sind. Und eine darüber hinausgehende Frage

²⁹⁶ Vgl. Groenewegen/Künneke (2005), 2; Pfaff (2001).

²⁹⁷ Vgl. hierzu auch Pfaff (2001).

²⁹⁸ Vgl. hierzu Baarsma/de Nooij/Koster/van der Weijden (2007), 1785, 1793.

lautet: Weshalb sollten Reformen der schlichten Etablierung spezifischer ökonomischer Systeme dienen?

Eine Restrukturierungsreform des russischen Gassektors in Richtung der von manchen Experten vorgeschlagenen vertikalen Separation oder des regulierten TPA wäre noch vorstellbar. Unter dem gegenwärtigen institutionellen Rahmen setzt dies einen drastischen Schock im wirtschaftspolitischen System der Russischen Föderation voraus.²⁹⁹ Die Russische Föderation hat jedoch in den letzten 100 Jahren mehr als genug von derartigen Schocks erlebt und einen extrem hohen Preis dafür bezahlt. Anstatt derartige ökonomische Revolutionen zu fördern, sollten die Experten das Land sich selbst überlassen, damit es den Weg der Evolution beschreiten kann.

Weder die Marktidealisierung noch die Idealisierung des Staatsapparats sollten die Basis ökonomischer Konzepte oder Entscheidungen bilden, sondern das Wohl des Menschen. Dies gilt umso mehr, als die praktische Anwendung des gegenwärtigen Völkerrechtes genau in die entgegengesetzte Richtung läuft. Ironischerweise lässt sich im Namen dieses Völkerrechtes die Korruption etablieren, da es noch seiner Ethik beraubt ist.

Anstatt die Korruption internationalisieren und institutionalisieren zu wollen, sollten in erster Linie die Interessen der Völker eines jeden Staates gesichert und geschützt werden. Und was diesbezüglich Russland anbelangt, bleibt die schon längst formulierte Warnung bestehen: „Ja, so ist das mit Reformen auf unvorbereiteter Grundlage, zumal wenn sie eine Kopie fremder Einrichtungen sind: Es kommt weiter nichts als Schaden dabei heraus!“³⁰⁰

²⁹⁹ Vgl. hierzu die evolutorische Institutionsanalyse von Groenewegen/Künneke (2005), 17.

³⁰⁰ Fjodr Michailowitsch Dostojewski, Die Brüder Karamasow, Elftes Buch, Neuntes Kapitel, Der Teufel - Iwan Fjodorowitschs Alptraum.

Literaturverzeichnis

Алабердеев, Р.Р., Перспективы развития российской газовой индустрии и ее государственного регулирования, *Journal of Economic Regulation* (Вопросы регулирования экономики), Том 1, № 2 (2010), 59-67.

Бозо, Н. В/Шмат, В.В., Парадоксы вертикальной интеграции в российском нефтегазовом секторе, *Всероссийский экономический журнал – ЭКО*, Nr. 4 (2007), 70-76.

Газпром, Газпром в вопросах и ответах, 15. 11. 2010, abrufbar unter http://gazpromquestions.ru/fileadmin/files/2009/view_version_15112010.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Газпром, Замечания по материалам Минэкономразвития России о реструктуризации ОАО «Газпром», 19. 09. 2003 [Gazprom (2003)], abrufbar unter <http://gasforum.ru/dokumenty/139/> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Дерябина, М., Реформирование естественных монополий: теория и практика, *Вопросы Экономики*, № 3 (2006), 102-122.

Кузьмин, Б./Воробьева, Л./Воробьева, О., Проблемы и перспективы корпоративного управления ОАО «Газпром», *Вопросы Экономики*, № 4 (2007), 97-113.

Ahrend, Rudiger/William, Tompson, Unnatural Monopoly: The Endless Wait for Gas Sector Reform in Russia, *Europe-Asia Studies*, Vol. 57, Nr. 6 (2005), 801-821.

Alesina, Alberto/Ardagna, Silvia/Nicoletti, Giuseppe/Schiantarelli, Fabio, Regulation and Investment, *Journal of the European Economic Association* (2005), 791–825.

Asche, Frank/Osmundsen, Petter/Tveterås, Ragnar, European market integration for gas? Volume flexibility and political risk, *Energy Economics* 24 (2002), 249-265.

Aslund, Anders, Russia's Energy Policy: A Framing Comment, *Eurasian Geography and Economics*, Vol. 47, Nr. 3 (2006), 321-328.

Armour, Henry Ogden/Teece, David, Vertical Integration and Technological Innovation, *The Review of Economics and Statistics*, Vol. 62, Nr. 3 (1980), 470-474.

Baarsma, Barbara/de Nooij, Michiel/Koster Weero/van der Weijden. Cecilia, Divide and rule. The economic and legal implications of the proposed ownership unbundling of distribution and supply companies in the Dutch electricity sector, *Energy Policy* 35 (2007), 1785–1794.

Blagov, Sergei Alternative Gas Suppliers Face Overproduction in Russia, *Eurasia Daily Monitor* Vol. 6 Issue: 54 (March 2009), abrufbar unter [http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=34735](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=34735) (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Boussena, Sadek/Locatelli, Catherine, Gas market developments and their effect on relations between Russia and the EU, OPEC Energy Review (2011), 27-45.

Brandt, Nicola, Reaping the Benefits of Stronger Competition in Network Industries in Germany, OECD Economics Department Working Papers, No. 622, OECD Publishing, 2008, abrufbar unter <http://dx.doi.org/10.1787/240737631321> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Brunekreeft, Gert/Ehlers, Eckart, Does ownership unbundling of the distribution networks distort the development of distributed generation?, 4th Conference on Applied Infrastructure Research, TU Berlin – October 8, 2005, slides 1-24, abrufbar unter http://www.infraday.tu-berlin.de/typo3/fileadmin/documents/infraday/2005/papers/brunekreef_ehlers_Does_Ownership_unbundling.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Buehler, Stefan/Schmutzler, Armin/Benz, Men-Andri, Infrastructure Quality in Deregulated Industries: is there an Underinvestment Problem?, International Journal of Industrial Organization, Vol. 22 (2004), 253-267.

Chernykh, Lucy, Profit or politics? Understanding renationalizations in Russia, Journal of Corporate Finance 17 (2011), 1237–1253.

Cohen, Wesley/Klepper, Steven, A Reprise of Size and R & D, The Economic Journal, Vol. 106, Nr. 437 (1996), 925-951.

Copenhagen Economics, Market Opening in Network Industries, Part II: Sectoral Analyses, September 2005, abrufbar unter http://www.copenhageneconomics.com/Files/Filer/Publikationer/Market_opening_sectoral_analyses.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Cremer Helmuth/Crémer, Jacques/De Donder, Philippe, Legal vs Ownership Unbundling in Network Industries, Institut d' conomie Industrielle (IDEI), Toulouse, IDEI Working Papers, Nr. 405, abrufbar unter http://idei.fr/doc/wp/2006/legal_ownership.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Davletguldeev, Roustem, The Role of Employees as Stakeholders in Corporate Governance, Trade Unions Advisory Committee to the OECD, Third Eurasian Roundtable on Corporate Governance, 29-30 October, 2003, Bishkek, abrufbar unter <http://www.oecd.org/corporate/corporateaffairs/corporategovernanceprinciples/3rdsoutheasterneuropecorporategovernanceroundtable21-22november2002.htm> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

De Nooij, Michiel/Baarsma, Barbara, Divorce comes at a price: An ex ante welfare analysis of ownership unbundling of the distribution and commercial companies in the Dutch energy sector, Energy Policy, Vol. 37 (2009), 5449-5458.

Dorigoni, Susanna/Pontoni Federico, Ownership Separation of the Gas Transportation Network: Theory and Practice, Universit  Commerciale Luigi Bocconi, Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente, Working Paper nr. 9, March 2008, 1-28.

Dostojewski, Fjodor Michailowitsch, Die Brüder Karamasow, 1880, abrufbar unter <http://gutenberg.spiegel.de/buch/2095/1> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Ernst & Young, research project for the Department of Trade and Industry on “The Case for Liberalisation“ abrufbar unter www.dti.gov.uk/files/file28401.pdf, 2006, (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Finon, Dominique/Locatelli, Catherine, Russian and European gas interdependence: Could contractual trade channel geopolitics?, *Energy Policy* 36 (2008), 423–442.

Finon, Dominique/Locatelli, Catherine, Russian and European gas interdependence. Can market forces balance out geopolitics?, *Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale, CAHIER DE RECHERCHE LEPII, Série EPE, N° 41 bis*, (Januar 2007), abrufbar unter <http://halshs.archives-ouvertes.fr/docs/00/12/96/18/PDF/Cahier41bis.pdf> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Gazprom, Gazprom in Figures 2004-2008, 1-52, abrufbar unter <http://www.gazprom.com/f/posts/71/879403/3se.pdf> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Gazprom, Gazprom in Questions and Answers, 02. 06. 2012, abrufbar unter http://eng.gazpromquestions.ru/fileadmin/files/2012/view_version_eng_06.02.2012.pdf (zuletzt besucht am 20. 06. 2012).

Grigoryev, Yuli, Today or not today: Deregulating the Russian gas sector, *Energy Policy* 35 (2007a), 3036-3045.

Grigoryev, Yuli, The Russian Gas Industry, its Legal Structure, and its Influence on World Markets, *Energy Law Journal*, Vol. 28 (2007 b), 125-145.

Groenewegen, John/Lünneke, Rolf, Process and Outcomes of the Infrastructure Reform: An Evolutionary Perspective, in: Rolf Künneke/Aad Correljè/John Groenewegen (Eds.), *Institutional Reform, Regulation and Privatization*, Edward Elgar Publishing, Cheltenham, UK, 2005.

Growitsch, Christian/Müller, Gernot/Stronzik, Marcus, Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft - Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, WIK–Diskussionsbeitrag (Mai 2008), 1-78, abrufbar unter http://www.wu.ac.at/executiveeducation/institutes/iqv/mitarbeiter/gugler/reg_gms_wik_tp.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Growitsch, Christian/Stronzik, Marcus, Ownership Unbundling of Gas Transmission Networks - Empirical Evidence, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Working Paper Nr. 11/7, 2011, 1-21, abrufbar unter http://EconPapers.repec.org/RePEc:ris:ewikln:2011_007 (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Haase, Nadine/Bressers Hans, New Market Designs and Their Effect on Economic Performance in European Union's Natural Gas Market, Competition and Regulation in Network Industries Conference, 28 November 2008, Brussels, Belgium, abrufbar unter <http://doc.utwente.nl/67280/> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012) = Competition and Regulation in Network Industries, Vol. 11, Issue 2 (2010), 176-207.

Haucap, Justus/Heimeshoff, Ulrich, Open Access als Prinzip der Wettbewerbspolitik: Diskriminierungsgefahr und regulatorische Eingriffsbedarf, in: Karl-Hans Hartwig/Andreas Knorr (Hrsg.), Neuere Entwicklungen in der Infrastrukturpolitik, Beiträge aus dem Institut für Verkehrswissenschaft an der Universität Münster, Heft 157, Göttingen, 2005, 265-304.

Haucap, Justus, The Costs and Benefits of Ownership Unbundling, *Intereconomics*, November/December (2007), 301-305.

Haucap, Justus/Heimeshoff, Ulrich/Uhde, André, Vertikale Entflechtung netzgebundener Industrien: Kosten und Nutzen aus ökonomischer Sicht, in: Gesellschaft für Öffentliche Wirtschaft (Hrsg.), Auswirkungen der Globalisierung auf die öffentlichen Banken/Trennung von Infrastruktur und Betrieb, Berlin, 2008, 27-65.

Hubert, Franz/Suleymanova, Irina, Ostsee-Pipeline: Die Gewinne werden neu verteilt, Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 7 (2009), 113-120.

Jamasb, Tooraj/Pollitt, Michael, Liberalisation and R&D in network industries: The case of the electricity industry, *Research Policy* 37 (2008), 995–1008.

Knieps, Günther, Zur Regulierung monopolistischer Bottlenecks, 1-14, abrufbar unter <http://www.vwl.uni-freiburg.de/fakultaet/vw/publikationen/diskussionspapiere/disk62.pdf>, (zuletzt besucht am 19. 07. 2012) = Erschienen in: Wirtschaftspolitisches Forum - Die Liberalisierung des deutschen Telekommunikationsmarktes: Zukünftige Regulierungserfordernisse im Lichte bisheriger Erfahrungen, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 48. Jahrgang, Heft 3, 1999, 297-304.

Konoplyanik, Andrei/Wälde, Thomas, Energy Charter Treaty and its Role in International Energy, *Journal of Energy & Natural Resources Law* Vol. 24 (2006), 423-558.

Künneke, Rolf/Fens, Theo, Ownership unbundling in electricity distribution: The case of The Netherlands, *Energy Policy* 35 (2007), 1920–1930.

Lapuerta, Carlos, The Costs of Moving to a Perfect World: Forced Ownership Unbundling in the Natural Gas and Electricity Sectors, September 2007, The Brattle Group, abrufbar unter http://www.brattle.com/_documents/uploadlibrary/upload636.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Levy, Brian/Spiller, Pablo, The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation, *Journal of Law, Economics, & Organization*, Vol. 10, Nr. 2 (1994), 201-246.

Locatelli, Catherine, The Viability of Deregulation in the Russian Gas Industry, January 2003, 1-16, abrufbar unter http://halshs.archives-ouvertes.fr/docs/00/00/13/08/PDF/CL_faisab_ENG_02.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Locatelli, Catherine/Rossiaud, Sylvain, Russia's Gas and Oil Policy: the Emerging Organizational and Institutional Framework for Regulating Access to Hydrocarbon Resources, *International Association for Energy Economics* (2011), 23-26.

Lowe, Philip/Pucinskaite, Ingrida/Webster, William/Lindberg, Patrick, Effective unbundling of energy transmission networks: lessons from the Energy Sector Inquiry, Competition Policy Newsletter, Spring 2007, 23-34.

Moselle, Boaz/Lapuerta, Carlos, Network Industries, Third Party Access and Competition Law in the European Union, Northwestern Journal of International Law & Business, Vol. 19 (1998-1999), 454-478.

Moen, Ketil Bøe, The Gas Directive: Third party transportation rights - But to what pipeline volumes?, 1-41, The Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy Research Network, 2002, abrufbar unter <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/journal/html/Vol13/article13-1.pdf> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Motomura, Masumi, The Russian Energy Outlook and Its Influence on East Asia, Acta Slavica Iaponica, Tomus 25 (2008), 67-87.

Mulder, Machiel/Shestalova, Victoria/Zwart, Gijsbert, Vertical Separation of the Dutch Energy Distribution Industry: an Economic Assessment of the Political Debate, Intereconomics, November/December 2007, 305-310.

Newbery, David, Economic reform in Europe: integrating and liberalizing the market for services, Utilities Policy 10 (2001), 85-97.

Newbery, David, Privatising Network Industries, CESifo Working Paper Nr. 1132, February 2004, 1-34, abrufbar unter <http://www.cesifo-group.de/portal/pls/portal/docs/1/1189360.PDF> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Nowak, Bartłomiej, Equal access to the energy infrastructure as a precondition to promote competition in the energy market. The case of European Union, Energy Policy 38 (2010), 3691-3700.

Peterson, Luke Eric, Investment Treaty News, April 1, 2008, abrufbar unter http://www.iisd.org/pdf/2008/itn_april1_2008.pdf, (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Peterson, Luke Eric, Investment Treaty News, October 15, 2007, abrufbar unter http://www.iisd.org/pdf/2007/itn_oct15_2007.pdf, (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Peterson, Luke Eric, Investment Treaty News, October 5, 2006, abrufbar unter http://www.iisd.org/pdf/2006/itn_oct5_2006.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Pfaff, William, The Privatization of Public Utilities Can Be a Disaster, International Herald Tribune, 22 February 2001.

Pfaffrath-Dorn, Manuel, Die innerrussische Dimension Gazproms : Auswirkungen auf Europa, Osteuropa, Bd. 52 (2007), 141-155.

Pittman, Russell, Vertical Restructuring of the Infrastructure Sectors of Transition Economies, 2002, 1-39, abrufbar unter http://siteresources.worldbank.org/INTWDRS/Resources/477365-1257315064764/2460_pittman.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Pollitt, Michael, The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks, *Energy Policy* 36 (2008), 704–713.

Reinisch, August, Necessity in International Arbitration – An Unnecessary Split of Opinions in Recent ICSID Cases? Comments on *CMS v. Argentina* and *LG&E v. Argentina*, *Journal of World Investment and Trade* Vol. 8 (2007), 191-214.

Richter, Rudolf/Furubotn, Eirik, *Neue Institutionenökonomik : eine Einführung und kritische Würdigung*, Mohr Siebeck, Tübingen, 2003.

Rodova, Nadia/Rudnitsky, Jake, No changes to Russia's long-term gas contract system: Gazprom CEO, 30. 06. 2011, abrufbar unter <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/NaturalGas/8061322> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Sagen, Eirik Lund/Tsygankova, Marina, Russian natural gas exports—Will Russian gas price reforms improve the European security of supply? *Energy Policy* 36 (2008), 867–880.

Skyner, Louis, The Reform of the Russian Power Sector: The Rhetoric and Reality, *Europe-Asia Studies*, Vol. 62, Issue 8 (2010), 1383-1402.

Sterlacchini, Alessandro, The R&D drop in European utilities. Should we care about it?, MPRA Paper No. 556, 18. September 2006, abrufbar unter <http://mpa.ub.uni-muenchen.de/556/> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Stern, Jonathan, Future Gas Production in Russia: is the concern about lack of investment justified?, *Oxford Institute for Energy Studies*, 2009, 1-17.

Stern, Jonathan, *The Future of Russian gas and Gazprom*, Oxford University Press, Oxford, 2005.

Tarr, David, Export Restraints on Russian Natural Gas and Raw Timber: What are the Economic Impacts?, Policy Research Working Paper 5195 (2010 a), The World Bank Development Research Group, Trade and Integration Team, January 2010, 1-27, abrufbar unter <http://elibrary.worldbank.org/content/workingpaper/10.1596/1813-9450-5195> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Tarr, David, The Crucial Role for Competition in the Russian Gas Market: Implications for Russia and Europe, *International Association for Energy Economics* (2010 b), 31-35.

Tsygankova, Marina, An evaluation of alternative scenarios for the Gazprom monopoly of Russian gas exports, *Energy Economics* 34 (2012), 153–161.

van der Vijver, T.D.O., Exemptions to Third Party Access for new infrastructures in the European Community gas sector - The exception that defies the rule?, LL.M. thesis (September 2007), abrufbar unter http://www.nver.nl/documents/Scriptieprijjs2008_NVER_VanderVijver.pdf (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Waheed, A./Malik , K., International Comparisons of the Experience of Deregulation and Restructuring of Natural Gas Transmission Industries, Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, Volume 5, Issue 1 (2010), 1-18.

Williamson, Oliver, Transaction Cost Economics: How it Works; Where it is Headed, De Economist 146 (1998), 23-58.

Zhuk, Elena, Rising Gas Exports, Demand for New Supply Guarantees Future of Russia's Independent Gas Producers on the Russian Gas Market, Oil Gas Eurasia, Nr. 4 (April 2008), abrufbar unter <http://www.oilandgaseurasia.com/articles/p/70/article/581/> (zuletzt besucht am 19. 07. 2012).

Anhang

Das Modell institutioneller Gestaltungen von Künneke/Fens (2007)

	Williamson layers	Operationalisation	Public utility model	Commodity model
Institutional framework	Embeddedness			
	Embeddedness	Dominant policy focus	Public service/ public value	Self-reliant actors safeguarding individual preferences and interests
	Formal rules			
	Formal rules	Ownership	Public	Private
		Regulatory framework	Sector specific	Competition policy
		Market structure	Regulated monopoly	Competitive market
	Governance			
	Governance	External governance	Emphasis on political controllability	Emphasis on economic profitability
			National orientation	International orientation
		Internal governance	Political control	Shareholders control
	Resource allocation			
	Resource allocation	Allocation mechanism	Regulated tariffs	Competitive market prices
Performance criteria				
		Economic performance	Acceptable prices and service	Economic efficiency & private profitability
		Public performance	Meeting public service obligations	Competitive economic structures & allocative efficiency
			Effective political tool	Attractive for private investment

Quelle: Künneke/Fens (2007), 1928.